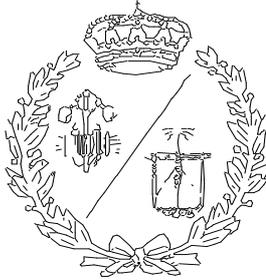


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL
DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED
BASADA EN PANELES MONO-FACIALES Y
BIFACIALES**

(Comparative study of the dimensioning of a
grid-connected photovoltaic plant based on
mono-facial and bi-facial panels)

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Antonio González Crespo
Julio - 2021

A mis seres queridos.

Título: Estudio comparativo del dimensionamiento de una planta fotovoltaica conectada a red basada en paneles mono-faciales y bifaciales.

Autor: Antonio González Crespo

Director: Jesús María Mirapeix Serrano

RESUMEN: El presente proyecto estudia y compara las características de una instalación solar fotovoltaica conectada a red con paneles mono-faciales y con los innovadores paneles bifaciales. El fabricante de ambos paneles fotovoltaicos será Canadian Solar, y tendrán una potencia pico de 455 W.

Para comenzar, nos ponemos en el contexto de las energías renovables y, en particular, la energía solar fotovoltaica, su importancia dentro del mix energético nacional, el efecto por el cual se produce la energía y cómo se lleva a cabo dicha producción.

Posteriormente, se analizan las características en una instalación fotovoltaica, ubicada en Cos (Cantabria), para ambas tecnologías, mono-facial y bifacial.

Al calcular el número de paneles máximo en el terreno de 80x40 m, se observará que en la instalación bifacial entrarán más paneles, 532 frente a los 456 de la instalación mono-facial. Se debe, principalmente, al uso de diferentes métodos para calcular la distancia entre paneles. En ambas instalaciones la disposición será con paneles en posición vertical, ya que es más productivo en este caso.

Evidentemente, se reflejará en el precio que ambas instalaciones, siendo un 25% más caro el caso de instalación de paneles bifaciales, independiente de la estructura soporte cuyo precio será también mayor.

La potencia pico de la instalación mono-facial será de 207,48 kW, moderadamente menor que la instalación bifacial, donde la potencia pico es de 242,06 kW. Otra forma de ver esta diferencia es en términos de la energía que produce la instalación anualmente. En el caso de la instalación mono-facial serán 319 MWh producidos, frente a los 372,17 MWh que se producen en la instalación bifacial.

Según los datos extraídos de PVGIS, agosto será el mes en el que mayor será la energía producida.

En cuanto a la elección del inversor, según los cálculos de dimensionamiento realizados en corriente, tensión y potencia, en ambas instalaciones se puede instalar el mismo inversor, el Sunny Central 800CP XT.

En el caso del cableado, también serán más metros los de la instalación bifacial, pero ligeramente superior a la hora de realizar el presupuesto.

El presupuesto necesario en la instalación mono-facial asciende a 600.116 €, frente a los 645.065 € de la instalación bifacial.

El período de amortización en el caso mono-facial será de 23 años, mientras que en el caso bifacial se reduciría a 20 años. Además, el fabricante garantiza el comportamiento lineal de la potencia de los paneles solares durante 25 años en el caso mono-facial frente a los 30 años de comportamiento lineal en el caso de los paneles bifaciales.

Se puede estimar una ganancia al año de 13.000€ en el caso de la instalación bifacial durante esos 30 años, frente a los 7.500€ de la instalación mono-facial en ese mismo período.

Finalmente, se redactará el pliego de condiciones técnicas y el estudio básico de seguridad y salud para la instalación fotovoltaica.

Title: Comparative study of the dimensioning of a grid-connected photovoltaic plant based on mono-facial and bi-facial panels.

Author: Antonio González Crespo

Supervisor: Jesús María Mirapeix Serrano

ABSTRACT: This Project studies and compares the characteristics between photovoltaic solar installation connected to the network with mono-facial panels and with the innovative bifacial panels. The manufacturer of both photovoltaic panels will be Canadian Solar, and they will have a peak power of 455 W.

To begin, it will show the context of renewable energies and, in particular, photovoltaic solar energy, its importance within the national energy mix, the effect by which energy is produced and how this production is carried out.

Subsequently, the characteristics in a photovoltaic installation, located in Cos (Cantabria), for both technologies, mono-facial and bifacial, are analyzed.

When calculating the maximum number of panels in the 80x40 m field, it will be observed that more panels will enter the bifacial installation, 532 compared to 456 in the mono-facial installation. It is mainly due to the use of different methods to calculate the distance between panels. In both installations the arrangement will be with panels in a vertical position, so it is more productive in this case.

Obviously, it will be reflected in the Price of both installations, with the case of installing bifacial panels being 25% more expensive, independently of the support structure, the price of which will also be higher.

The peak power of the mono-facial installation will be 207.48 kW, moderately less than the bifacial installation, where the peak power is 242.06 kW. Another way of looking at this difference is in terms of the energy that the facility produces annually. In the case of the mono-facial installation, 319 MWh will be produced, compared to the 372.17 MWh produced by the bifacial installation.

According to the data extracted from PVGIS, August will be the month in which the most energy will be produced.

Regarding the choice of the inverter, according to the current, voltage and power sizing calculations, the same inverter, the Sunny Central 800CP XT, can be installed in both installations.

In the case of cabling, those of the bifacial installation will also be more meters, but slightly higher when making the budget.

The budget required for the mono-facial installation amounts to 600,116€, compared to 645,065€ for the bifacial installation.

The amortization period in the mono-facial case will be 23 years, while in the bifacial case it would be reduced to 20 years. In addition, the manufacturer guarantees the linear behavior of the power of the solar panels for 25 years in the mono-facial case compared to 30 years of linear behavior in the case of the bifacial panels.

A profit per year of 13,000€ can be estimated in the case of the bifacial installation during those 30 years, compared to 7,500€ for the mono-facial installation in the same period.

Finally, the technical specifications and the basic health and safety study for the photovoltaic installation will be drawn up.

Índice

1. OBJETIVO DEL PROYECTO	1
2. INTRODUCCIÓN	3
2.1. <i>INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....</i>	3
2.2. <i>ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA SITUACIÓN ACTUAL</i>	6
2.3. <i>CÉLULA FOTOVOLTAICA Y EFECTO FOTOELÉCTRICO</i>	8
2.4. <i>ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</i>	15
2.5. <i>PÉRDIDAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</i>	21
2.6. <i>REFERENCIAS.....</i>	24
3. MEMORIA INSTALACIÓN MONO-FACIAL Y BIFACIAL.....	25
3.1. <i>ELECCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....</i>	25
3.2. <i>ELECCIÓN DEL TERRENO.....</i>	34
3.3. <i>ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS</i>	37
3.4. <i>DISTANCIA ENTRE PANELES Y POTENCIA INSTALADA EN CADA CASO</i>	40
3.6. <i>ELECCIÓN DEL INVERSOR</i>	56
3.7. <i>CABLEADO SOLAR DE LA INSTALACIÓN</i>	65
3.8. <i>PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.....</i>	74
3.9. <i>SISTEMA DE SEGURIDAD DE LA INSTALACIÓN</i>	78
3.10. <i>REFERENCIAS</i>	79
4. PLANOS DE LA INSTALACIÓN.....	81
5. PRESUPUESTO	87
5.1. <i>PANELES SOLARES</i>	87
5.2. <i>INVERSOR SOLAR.....</i>	88
5.3. <i>ESTRUCTURA SOPORTE</i>	88
5.4. <i>CONTADORES, INTERRUPTOR GENERAL AUTOMÁTICO Y FUSIBLE</i>	89
5.5. <i>CUADRO DE PROTECCIONES (AC y DC)</i>	89
5.6. <i>CABLEADO</i>	90
5.7. <i>TERRENO.....</i>	90
5.9. <i>INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....</i>	91
5.10. <i>SISTEMA DE SEGURIDAD.....</i>	91
5.11. <i>MANTENIMIENTO ANUAL.....</i>	92
5.12. <i>RESUMEN DEL PRESUPUESTO PARA AMBAS INSTALACIONES</i>	93
5.13. <i>PERÍODO DE AMORTIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES</i>	94

6. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	97
6.1. OBJETO	97
6.2. GENERALIDADES.....	97
6.3. EMPLAZAMIENTO.....	99
6.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	99
6.5. REFERENCIAS	102
7. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	103
7.1. OBJETO	103
7.2. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	103
7.3. ANÁLISIS DE RIESGOS, PREVENCIÓN Y EPIS.....	104
7.4. MAQUINARIA A EMPLEAR, RIESGOS, PREVENCIÓN Y EPIS	124
7.5. PLIEGO DE CONDICIONES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD	138
7.6. PLAN DE SEGURIDAD.....	143
BIBLIOGRAFÍA	153

Índice de figuras

Figura 1 Ventajas y desventajas energía solar fotovoltaica	8
Figura 2 Representación esquemática de la sección de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix	14
Figura 3 Texturizado en la cara frontal de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix.	15
Figura 4 Rendimiento según número de células.....	17
Figura 5 Comparativa entre módulos solares térmicas y fotovoltaicas.....	19
Figura 6 Esquema de instalación fotovoltaica	21
Figura 7 Curvas U-I-Tº / Características más relevantes (monofacial)	26
Figura 8 HiKu5 Poly PERC (1)	27
Figura 9 HiKu5 Poly PERC (2)	28
Figura 10 Curvas U-I-Tº (bifacial).....	30
Figura 11 Datos bajo las condiciones estándar de medida (bifacial).....	31
Figura 12 Coeficientes de temperatura (bifacial)	31
Figura 13 BiHiKu5 Bifacial Poly PERC (1).....	32
Figura 14 BiHiKu5 Bifacial Poly PERC (2).....	33
Figura 15 Ubicación de Cos en España	35
Figura 16 Imagen del terreno en Google Maps	35
Figura 17 Documento oficial de la Cartografía Catastral	36
Figura 18 Ángulo azimut Figura 19 Perfil del módulo solar (Foto del IDAE).....	39
Figura 20 Irradiación solar mes a mes, obtenido con PVGIS	42
Figura 21 Dimensiones del panel mono-facial 2252x1048 (mm)	43
Figura 22 Separación entre paneles (Foto del IDAE).....	43
Figura 23 Distribución horizontal de paneles solares fotovoltaicos (Imagen de Alusin solar)	44
Figura 24 Esquema de distancias en distribución horizontal	44
Figura 25 Distribución vertical de paneles solares fotovoltaicos	46
Figura 26 Esquema de distancias en distribución vertical.....	46
Figura 27 Energía producida por la instalación con tecnología mono-facial	48
Figura 28 Dimensiones del panel bifacial 2260x1048 (mm)	49
Figura 29 Representación esquemática del concepto de GCR	50
Figura 30 Energía producida por la instalación con tecnología bifacial.....	52
Figura 31 Sunny Central 800CP XT (1)	59
Figura 32 Sunny Central 800CP XT (2)	60
Figura 33 Sunny Central 800CP XT (3)	61
Figura 34 Sunny Central 800CP XT (4)	62
Figura 35 Datos para las Condiciones Estandar de Medida (mono-facial)	66
Figura 36 Distribución cableado instalación mono-facial	67
Figura 37 Resultados para las secciones de los cables (Instalación mono-facial)	70
Figura 38 Datos para las Condiciones Estandar de Medida (bifacial)	71
Figura 39 Distribución cableado instalación bifacial.....	72
Figura 40 Resultados para las secciones de los cables (Instalación bifacial)	74
Figura 41 Diferencia entre toma sin puestas a tierra y toma con puesta a tierra	75
Figura 42 Electrodo de puesta a tierra simple	76
Figura 43 Resistividad según el terreno.....	77
Figura 44 Honeywell IR8M	79
Figura 45 Datos Honeywell IR8M	79
Figura 46 Canadian Solar mono-facial.....	87
Figura 47 Canadian Solar bifacial	88
Figura 48 Estructura soporte de los paneles solares.....	89
Figura 49 Cuadro de protecciones.....	89
Figura 50 Croquis Terreno catastro	90
Figura 51 Sistema de seguridad Honeywell IR8M.....	92
Figura 52 Presupuesto para instalación mono-facial	93

Figura 53 Presupuesto para instalación bifacial	94
Figura 54 Características de degradación del panel mono-facial	95
Figura 55 Características de degradación del panel bifacial	95
Figura 56 Amortización y beneficio en 30 años para la instalación con tecnología mono-facial	96
Figura 57 Amortización y beneficio en 30 años para la instalación con tecnología bifacial.....	96
Figura 58 Zona de peligro en trabajos con tensión	123

1. OBJETIVO DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en el estudio y comparativa entre una instalación fotovoltaica conectada a red utilizando la tecnología fotovoltaica convencional de módulos mono-faciales y la innovadora tecnología con módulos bifaciales, la cual aprovecha la radiación por ambas caras del panel fotovoltaico aumentando la eficiencia del panel.

La tecnología bifacial tiene muchas probabilidades de sustituir a la tecnología actual, aunque por el momento los inversores retrasan su adopción debido a la falta de certezas en cuanto a las ventajas de este tipo de módulos fotovoltaicos.

Objetivo del proyecto

El proyecto expone los diferentes documentos necesarios para la instalación de una planta fotovoltaica con módulos mono-faciales y con módulos bifaciales conectada a red. Esta instalación está situada en el pueblo de Cos, municipio de Mazcuerras, Cantabria.

El objetivo de la planta es proporcionar energía a la Red Eléctrica Española, y el objetivo del proyecto es comprobar si la innovadora tecnología con módulos bifaciales podría ser más productiva y rentable para este caso que la tecnología convencional con módulos mono-faciales.

La instalación de paneles fotovoltaicos se hará dentro de un terreno de 6.025 m^2 en una superficie rectangular de $80 \times 40 \text{ m}^2$.

Comenzaremos describiendo la situación actual de las energías renovables dentro del marco nacional, describiendo brevemente las diferentes tipologías y profundizando en la energía solar fotovoltaica.

A continuación, la memoria de proyecto describirá el porqué de la selección del terreno y los paneles fotovoltaicos, el diseño de la hipotética instalación con tecnología mono-facial y el diseño de la hipotética instalación con tecnología bifacial.

Se adjuntarán los planos de las dos instalaciones y descripción de los elementos de éstas.

Se harán los cálculos técnicos de ambas instalaciones para poder compararse y sacar conclusiones entre las dos tecnologías.

Para finalizar con un estudio económico, el pliego de condiciones técnicas y ambientales y un estudio básico de seguridad y salud.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

“El desarrollo sostenible busca un equilibrio entre los factores económico, social y ambiental que asegure un desarrollo donde ninguno de ellos se haya visto especialmente perjudicado en beneficio de algún otro. Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las futuras para atender sus propias necesidades”. Definición establecida en la Cumbre de Río de 1992 sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo.

Se podría decir que el factor más perjudicado, en beneficio de los otros, es el ambiental, pese a que el perjuicio de este factor también influye, directa o indirectamente, de forma negativa en los otros.

Por dicho motivo, se han planteado una serie de líneas de acción contra este problema:

- Fomentar el desarrollo y la utilización de la generación de energía eléctrica mediante recursos renovables.
- Mejora de la eficiencia energética.
- Fomentar la reutilización y disminución de residuos.
- Disponibilidad energética, a fin de evitar el uso de recursos como la madera.

Obviamente, nos vamos a centrar en la primera de estas líneas de actuación en consecuencia con la temática del presente proyecto.

Además, es la que mayor proyección tiene en la actualidad, ya que se ha incrementado la instalación y su desarrollo. Algunas de ellas, al estar tan poco avanzadas, se les ha concedido ayudas y subvenciones económicas, como es el caso de la energía solar (fotovoltaica y

térmica), la geotermia o la minieólica. En el caso de la energía solar fotovoltaica las cuantías subvencionables son del 25%.

Las energías renovables son las energías que proceden de fuentes no fósiles, según la RAE. Se basan en el uso de recursos naturales inagotables como pueden ser el sol, viento, agua o biomasa. Son consideradas más beneficiosas para el medioambiente, sustituyéndolas por los combustibles y llevando a cabo la descarbonización.

Estas energías nacen debido a diferentes razones:

- Agotamiento de las reservas de combustibles fósiles
- Seguridad en el suministro energético
- Cambio climático y desarrollo sostenible
- Aumento de la demanda energética mundial

En el panorama mundial las EERR han producido el 19,3% de la energía primaria del mundo, de este porcentaje el 9,1% corresponde a biomasa tradicional, mientras que el 10,2% concierne a las energías renovables modernas, como hidroeléctricas, en un 3,6%, y el porcentaje restante se reparte entre las energías geotérmicas, eólica, biogás y energía solar, según el reporte global, presentado en el 2017 por la Agencia Internacional de las Energías Renovables.

Hay que destacar la diferencia entre energía primaria y energía eléctrica:

- Se define energía primaria como la energía que procede de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún tipo de conversión o transformación
- Se define la energía eléctrica como la forma de energía basada en dicha propiedad, pudiéndose manifestar en reposo, como electricidad estática, o en movimiento como corriente eléctrica, y que da lugar a luz, calor, campos magnéticos, etc.

En el último año en España, el porcentaje de energía eléctrica generada mediante fuentes renovables es de 43,6%, siendo el récord en nuestro país, según Red Eléctrica Española.

Las centrales de generación de energía eléctrica mediante recurso renovable son socialmente aceptadas como una alternativa limpia, aprovechable y segura. Aunque por lo general poseen un menor número de horas de utilización potencia máxima y disponen de menor potencia instalada por metro cuadrado de superficie involucrada, por lo que es preciso una mayor superficie para generar una cantidad de energía similar.

En España, las tecnologías consideradas renovables son:

- Energía eólica
- Energía solar térmica
- Energía solar termoeléctrica
- Energía solar fotovoltaica
- Biomasa
- Biocombustibles
- Geotermia
- Hidráulica
- Energías derivadas del mar

Un factor relevante a tener en cuenta es la estructura del mix energético, teniendo en cuenta que la disponibilidad de recurso influye directamente. Por ejemplo, centrándonos en Europa, Noruega es un país con mucho recurso hidroeléctrico, mientras que España es un país con un buen recurso solar y eólico.

Obviamente, en este proyecto, nos interesa tener un mayor conocimiento de las tecnologías de generación mediante recurso solar.

2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA SITUACIÓN ACTUAL

Evidentemente, la tipología solar fotovoltaica, por sus características, puede condicionar su adecuada integración en el sistema eléctrico, por lo que las distintas tipologías se asociarán entre sí para permitir una correcta gestión de dicho sistema.

Respecto a las tecnologías de generación mediante recurso solar podemos considerar los siguientes efectos:

- Solamente considerando las centrales de generación, se tiene una mayor superficie terrestre alterada, movimiento de tierras, alteraciones, etc.
- Mayor impacto paisajístico.
- Mayor número de subestaciones eléctricas transformadoras.
- Mayor deslocalización de las centrales generadoras, lo que incrementa la longitud de las líneas eléctricas para su transporte, incrementando también su impacto.
- Mayores alteraciones locales.
- Generación de residuos con tratamientos en vías de desarrollo, como por ejemplo los paneles fotovoltaicos.

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotoeléctrico acontecido en los dispositivos electrónicos denominados células que los constituyen.

Es un sistema de generación de energía eléctrica que genera en tensión continua, por lo que precisa de un inversor para convertir la energía eléctrica en alterna y así poder conectarse a la red.

Al igual que la energía solar térmica, una de las mayores ventajas que presenta la energía fotovoltaica es que su disponibilidad energética fluctúa siempre dentro del mismo horario,

independientemente de su menor o mayor magnitud, lo que hace que sea bien conocida y prevista por lo avanzado que ésta a día de hoy la predicción meteorológica solar.

Por otro lado, al ser una tecnología con carácter fluctuante es difícil su adaptación al mix energético.

Desde el punto de vista medioambiental, tiene una repercusión negativa paisajística y sobre el terreno ocupado, además, se tiene el impacto que como residuo electrónico generan los paneles fotovoltaicos desechados una vez han alcanzado el fin de su vida útil.

Esta tipología de residuos engrosa la magnitud de desechos que los países desarrollados envían a los extensos vertederos de dispositivos electrónicos ubicados en regiones subdesarrolladas con los correspondientes impactos socio-ambientales.

Estos impactos aparecen dada la falta de recursos y preparación de la población en el aprovechamiento y la recogida de ciertos materiales para su posterior venta o utilización mediante un reciclaje no controlado en condiciones inseguras e insalubres generando a su vez ciertos impactos ambientales probados y cuantificados.

Es una energía de elevado coste que se encuentra en fase de desarrollo y precisa de inversión en investigación para la mejora del rendimiento y la reducción de costes. Aún es una tecnología con bajos rendimientos y altos costes de producción.

Esto hace que se favorezca su uso como pequeñas instalaciones de baja potencia para el suministro de edificios.

La siguiente tabla recoge las ventajas y desventajas más significativas de la energía fotovoltaica.

Energía solar	Ventajas	Desventajas
Para la sociedad	Aprovechamiento de espacio urbano	Alto costo inversión inicial
	Bajo costo de mantenimiento	Requiere baterías
	Diversidad de aplicaciones	Baja eficiencia de producción energética
	Desarrollo tecnológico	Falta de información y soporte técnico
Para el medio ambiente	Energía alternativa	Depende del clima
	Energía renovable	Variabilidad de la luz solar
	Baja emisión de gases invernadero	Afectada por la contaminación del aire
Para el planeta	Aprovechamiento de regiones desérticas	Grandes extensiones de terreno para producción
	Disponibilidad a nivel mundial	Disposición y reciclaje de los materiales tóxicos
	Acceso en sitios apartados	Sitios ideales de producción alejados de los centros poblados

Figura 1 Ventajas y desventajas energía solar fotovoltaica

2.3. CÉLULA FOTOVOLTAICA Y EFECTO FOTOELÉCTRICO

Célula fotovoltaica

Un módulo fotovoltaico es un elemento formado por un conjunto de células, conocidas como células fotovoltaicas, que producen electricidad a partir de la luz que sobre ellas incide. La potencia pico es el parámetro estandarizado para clasificar su potencia, y es la máxima potencia que un módulo puede generar bajo las condiciones:

Condiciones Estándar de Medida (STC)	
Irradiancia	1000 W/m ²
Temperatura de célula	25°C
Espectro del Sol	AM 1.5

Por lo general, las células están compuestas de silicio que permiten la transformación de la energía del Sol a energía eléctrica, aunque existen diferentes tipos en función de su composición. Actualmente, las células solares más comunes son:

- Monocristalinas (silicio)
- Policristalinas (silicio)
- Otros no compuestos por silicio (como Thin Film u Orgánicos)

Las células fotovoltaicas son el componente fundamental de los sistemas fotovoltaicos, en donde se produce el efecto fotoeléctrico. Las células más utilizadas son las de silicio, las cuales están compuestas por una lámina delgada de material semiconductor tipo n y una capa de material de tipo p de un grosor superior. La capa tipo n es la que recibe la irradiación, lo que provoca una rotura de la unión electrón-hueco, si la energía de los fotones supera el gap del material, y el campo eléctrico hace que los electrones y los huecos se separan evitando con ello que se recombinen. Al cerrar el circuito se produce un flujo de electrones que se mantendrá siempre que la luz incida sobre la célula fotovoltaica. La intensidad será proporcional a la irradiancia.

Los diferentes tipos de células se diferencian entre sí por los materiales y los métodos de fabricación empleados, lo que caracterizan los tipos de células, cada una para diferentes necesidades.

Los aspectos más importantes a la hora de seleccionar el material de construcción de la célula son:

- **Cristalinidad:** el orden que llevan los átomos en la estructura cristalina, clasificándose como hemos visto antes, en monocristalinos, policristalinos y amorfos
- **Coefficiente de absorción:** capacidad de penetración de la luz lejana de longitud de onda determinada antes de ser absorbida. Un coeficiente bajo implica que la luz no es absorbida fácilmente. Esto depende del material que recorre la célula fotosensible y de la longitud de onda o energía de la luz que es absorbida. Los materiales con un bajo coeficiente absorción tienen que tener un espesor elevado para aprovechar eficientemente la luz incidente.
- **Coste y complejidad de fabricación:** si el coste es elevado, hablaríamos de materiales para instalaciones de alto rendimiento.

Efecto fotoeléctrico

La energía eléctrica producida por las instalaciones fotovoltaicas se produce al transformar la energía proveniente del Sol, fuente de energía limpia, renovable y barata, mediante el efecto fotoeléctrico, que tiene lugar en las células fotovoltaicas a través de la captación de radiación. Las células fotovoltaicas son las herramientas encargadas de transformar la energía de Sol en electricidad mediante el denominado efecto fotoeléctrico, descubierto por Albert Einstein, y por el cual fue ganador del premio Nobel de física en 1921.

La potencia de radiación varía según la posición respecto del Sol (momento del día, latitud, etc.) y las condiciones atmosféricas. En buenas condiciones la irradiancia rondará los 1000 W/m^2 .

La radiación es aprovechable en diferentes valores de irradiancia, ya sea en componente directa, difusa, o ambas (albedo). La directa llega directamente del Sol, puede reflejarse y concentrarse para su utilización. Por otro lado, la difusa llega a través de los fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera.

Contradiendo algunas ideas de la física clásica en el punto clave de la explicación, Albert Einstein, propuso una atrevida hipótesis del efecto fotoeléctrico en 1905.

Los resultados del estudio del efecto fotoeléctrico determinaron:

1. Un metal muestra efecto fotoeléctrico si la luz incidente tiene una frecuencia superior a una determinada frecuencia umbral característica de ese metal, f_0 .
2. Si la luz de una frecuencia dada produce efecto fotoeléctrico la corriente desde la superficie será proporcional a la intensidad de la luz que incide sobre ella.
3. Si la luz de una frecuencia dada libera fotoelectrones, la emisión será inmediata.
4. Las energías cinéticas de los electrones emitidos muestran un valor máximo proporcional a la frecuencia de la luz incidente.
5. La energía cinética máxima de los fotoelectrones aumenta en proporción directa a la frecuencia de la luz que causa su emisión.

Según la teoría electromagnética clásica de la luz, algunos de estos puntos son simplemente inexplicables.

Por ejemplo, según la teoría ondulatoria clásica de la luz, se necesitarían varios minutos para que un electrón acumulase la suficiente energía para ser emitido, sin embargo, independientemente de la intensidad de luz los electrones se emiten en cuanto la luz incide en la superficie. Además, por muy alta que sea la intensidad de luz de los electrones, si la frecuencia de la luz incidente está por debajo de la frecuencia umbral no habrá emisión de electrones.

La energía cinética máxima también depende de la frecuencia, ya que es directamente proporcional, siendo también independiente de la intensidad de corriente.

Todos estos aspectos son inexplicables desde el punto de vista de la teoría electromagnética clásica de la luz.

Albert Einstein dedujo que la luz se concentra en <<paquetes>>, siendo la cantidad de energía de cada uno de estos paquetes proporcional a la frecuencia de la onda luminosa. El factor de proporcionalidad es la constante de *Plank*: $h = 6,626 \cdot 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$

Cada paquete tendría una energía $E=h \cdot f$, siendo f la frecuencia de la onda luminosa, siendo esta energía propia de cada paquete el denominado *fotón*.

Ecuación fotoeléctrica de Einstein: $E_{cmax} = hf - W$

Luego, la energía cinética del fotón sólo será mayor que cero cuando la energía del fotón sea mayor que el trabajo que debe hacer el electrón para contrarrestar las fuerzas de atracción del material del cátodo para escapar de él. De lo que se deduce la frecuencia umbral para cada material: $f_0 = W/h$.

Se deduce, además, de la ecuación fotoeléctrica de Einstein que cuanto mayor sea la frecuencia de la luz incidente, mayor será la energía cinética máxima de los electrones expulsados.

Ha quedado claro que, debido al efecto fotoeléctrico, se convierte la energía solar en energía eléctrica, pero ¿qué sucede dentro de una célula fotovoltaica?

La célula fotovoltaica absorbe los fotones de luz y, en consecuencia, libera electrones del cátodo. Si la energía del fotón incidente en la célula fotovoltaica es menor que la energía del gap (espacio libre) no existirá interacción y atravesará la célula fotovoltaica, si es igual el fotón será absorbido y liberará un electrón que contribuirá a la corriente eléctrica, y si es mayor también generará un efecto térmico, en ningún caso deseable.

Si juntamos varias células fotovoltaicas, obtenemos un panel fotovoltaico, lo que nos permite generar una mayor energía eléctrica.

Las células fotovoltaicas están formadas por materiales semiconductores, es decir, materiales capaces conducir la corriente eléctrica pero cuya conductividad depende de un parámetro externo. Uno de estos materiales será de carga positiva y otro de carga negativa, p y n respectivamente, que al ser expuestos a la luz permiten que un fotón suministre la suficiente energía cinética a un electrón para que se desprenda, dejando un espacio libre que será llenado por otro electrón, arrancado también de su propio átomo.

La célula fotoeléctrica facilitará que el electrón pase al otro material semiconductor para rellenar otro espacio, lo que generará un flujo de electrones del punto de mayor potencial al de menor potencial.

Por lo que, en definitiva, es una unión PN para aprovechar el efecto fotoeléctrico con una gran superficie que sea capaz de capturar al mayor número de electrones.

Para que un átomo sea estable, su última órbita deberá estar completa o tener al menos 8 electrones. Los semiconductores intrínsecos tienen 4 electrones en la órbita de valencia, que al juntarse varios átomos formarán una malla por medio de enlaces covalentes.

Para formar una unión PN habrá que crear un cátodo y un ánodo. El cátodo se creará incluyendo un elemento dopante con 3 electrones en la capa de valencia, de forma que dejará un enlace incompleto, un espacio libre. Si se añaden suficientes átomos de tipo p, habrá muchos espacios libres. Lo mismo sucede al crear el ánodo si dopamos con un elemento con 5 electrones en la capa de valencia.

Al unirse, se neutralizan y desaparecen, de forma que la zona n se hace cada vez más positiva, y la zona p cada vez más negativa, creando una diferencia de potencial llamada barra de potencial. Dicha barrera impide que el proceso de difusión continúe, es decir, que el potencial positivo de la zona n repela a los electrones que vienen la zona p.

Estructura de la célula FV

A continuación, vamos a describir la estructura de una célula fotovoltaica.

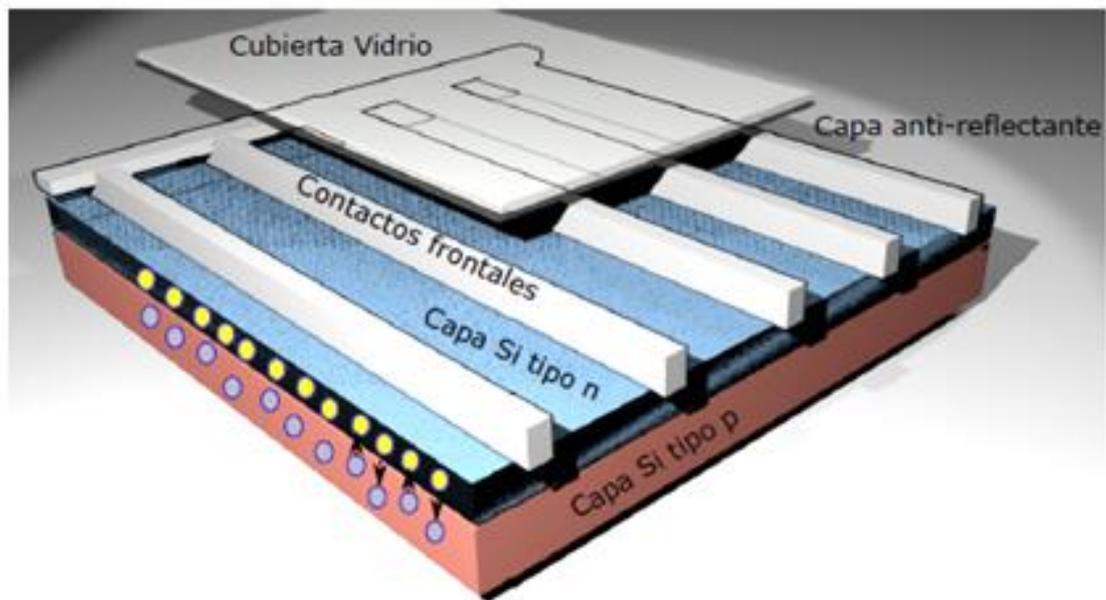


Figura 2 Representación esquemática de la sección de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix

Nos centraremos en describir cada uno de los componentes descritos en el esquema realizado por Jesús Mirapeix.

Capa de vidrio: Su misión es protectora, pero se debe de tener en cuenta que las propiedades del vidrio son importantes de cara a la eficiencia de la célula.

Capa anti-reflectante: Su misión es maximizar el número de fotones absorbidos por la célula.

Contactos metálicos: Su función reside en extraer de la célula la corriente eléctrica.

Otro concepto importante en las células fotovoltaicas es el texturizado. Se trata de grabar un patrón con formas piramidales de forma que parte de la luz reflejada vuelva a incidir en la célula fotovoltaica.

Como bien se observa en este esquema +los fotones que son reflejados tienen una “segunda oportunidad” de ser luz absorbida.

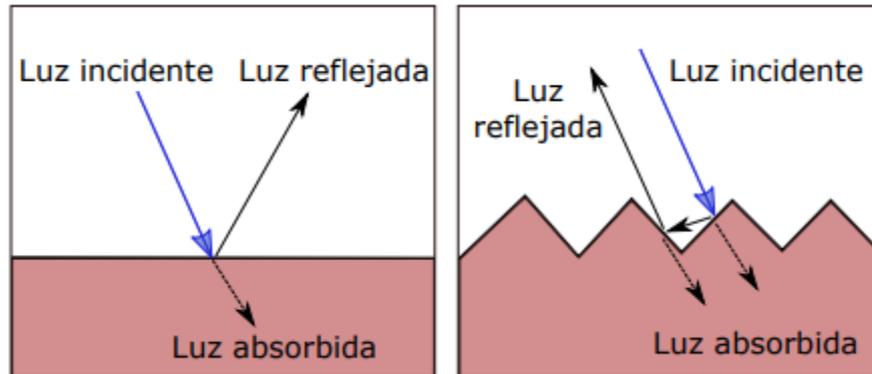


Figura 3 Texturizado en la cara frontal de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix.

2.4. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Los principales elementos de una instalación FV son:

Módulos solares

Los módulos solares son un conjunto de células solares que transforman la energía solar en energía eléctrica, siendo el elemento más importante de las instalaciones.

Existen diferentes tipos de módulos solares que son las fotovoltaicas, las térmicas y las híbridas, siendo de especial interés para nosotros los módulos solares fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos convierten la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Los módulos están formados por células de silicio, y en función de su procedencia lo clasificaremos en monocristalinos, policristalinos y amorfos.

Los tipos de módulos son según su silicio: monocristalinos, policristalinos y amorfos.

¿Módulos solares fotovoltaicos mono o poli cristalinos?

Monocristalinos: Compuestos por células de un único cristal, presentando color azul o negro de manera uniforme. Este tipo de panel tiene una eficiencia de 18-20%, son los más caros y su proceso de fabricación es el más difícil de elaborar.

Policristalinos: Compuestos por células que tienen varios cristales, con un color azul muy heterogéneo. Tienen buena relación calidad-precio, con un proceso de fabricación muy rápido y una eficiencia que ronda los 16-18%.

Se recuerda que la eficiencia es:

$$\varepsilon = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Irradiancia} \times \text{Superficie}} \quad (1)$$

Para la elección de unas u otras, se tendrá en cuenta factores como el clima del lugar donde lo vamos a instalar, presentando mejor comportamiento las monocristalinos en lugares fríos y las policristalinos en climas cálidos.

Se tiene en cuenta que a temperaturas altas (>25°C) se reduce considerablemente su eficiencia (por cada grado por encima de 25°C pierden entre un 0,4 y 0,5 de eficiencia), aunque las altas temperaturas suelen darse en verano, de forma que el día sería más largo y la producción podría ser superior a un día más frío.

Paneles solares amorfos: Compuestos de células con silicio amorfo como material. Son las más económicas, su proceso de fabricación es mucho más rápido, pero son las menos eficientes, 6-8% aproximadamente.

Según su número de células: a 12 V, 24 V y paneles conectados a red.

Paneles solares 12 V: Compuestos por 36 células en serie. Éstos son utilizados en instalaciones aisladas de baja potencia, por ejemplo, en autoconsumo para una autocaravana. Cubren consumos básicos.

Paneles solares 24 V: Compuestos por 72 células. Son utilizados en instalaciones aisladas de medio y gran tamaño, cómo instalaciones de autoconsumo conectado a red.

Paneles solares de conexión a red: Es nuestro caso. Están compuestos por 60 células y son utilizados normalmente en instalaciones conectadas a red eléctrica. Pueden usarse también en instalaciones aisladas usando reguladores MPPT.

Un regulador MPPT es un seguidor del punto de máxima potencia, permaneciendo en la tensión en su punto óptimo.

Rendimiento de un panel según su número de células:

Nº de células	Potencia del panel	Energía (hora)
36 células	150W	0,15 kWh
60 células (12, 24 o 48V)	270 - 320W	0,27 - 0,32 kWh
72 células (24 y 48V)	330 - 400W	0,33 - 0,4 kWh

Figura 4 Rendimiento según número de células

Módulos solares flexibles, son módulos que se pueden adaptar a la superficie en la que serán instalados. Brevemente los distinguimos entre:

Paneles solares con soporte de tela: fácil transporte, son las más utilizadas y pueden ser dobladas sin que sufran ningún daño.

Paneles en soportes plásticos: son mucho más resistentes que los anteriores, e ideales para soportar paneles fotovoltaicos.

Paneles semirrígidos: no se pueden doblar completamente, dificultando su transporte, pero se adaptan perfectamente a la curvatura de la superficie.

Son una opción rentable a medio y largo plazo, siendo determinante el periodo de amortización de éstas, es decir, el coste de la instalación y el ahorro anual obtenido.

Los mejores módulos solares del año 2021 son:

- Jinko Solar Eagle PERC 60 JKM300M-60
- Canadian Solar MaxPower CS6X305P
- Panel Solar SunPower MAX2 y MAX3
- JA Solar JAM6 (I) – 60PR Mono 60 Cell Panel

Los módulos solares térmicos, o colectores solares, (no fotovoltaicos) absorben la energía solar para la disponibilidad de agua caliente sanitaria (ACS), calefacción y climatización de piscinas, por medio de almacenamiento de esta energía calorífica en un depósito que contiene un fluido capaz de transportarlo (agua o aire normalmente). Por último, para su uso se utiliza un intercambiador.

Los tipos existentes de módulos solares térmicos son colectores a baja, media y alta temperatura.

Se presenta una tabla con las principales diferencias entre las dos tecnologías:

Placas solares térmicas	Placas solares fotovoltaicas
Tecnología más sencilla	Tecnología más compleja
ACS y calefacción	Electricidad
Vida útil de 10 - 15 años	Vida útil de 25 -30 años
Eficiencia de un 90%	Eficiencia de un 20%

Figura 5 Comparativa entre módulos solares térmicas y fotovoltaicas

Los módulos híbridos son simplemente una mezcla de ambas tecnologías.

Inversor solar

Uno de los componentes más importantes de una instalación fotovoltaica es el inversor, el cual se encarga de transformar la energía producida en los módulos solares en energía útil, lo que permite utilizar la energía de los módulos solares.

Los paneles solares transforman la energía en corriente continua, el inversor se encarga de transformarla en alterna, adecuando su onda de corriente y su frecuencia, habilitando su uso.

Las características más importantes que debe de cumplir un inversor son:

- Potencia máxima de transformación
- Sistemas de protección
- Optimización
- Registro de los datos

Batería solar

La batería solar tiene el objetivo de acumular la energía eléctrica generada por los módulos solares fotovoltaicos para poder consumirla cuando se desee, en periodos nocturnos o nublados por ejemplo, evitando que la energía que no se consume se pierda. Es decir, abastecen de electricidad cuando los módulos fotovoltaicos no están generando la cantidad necesaria.

Contador bidireccional

Es un dispositivo que se encarga de contabilizar la energía que fluye en ambos sentidos. Imprescindible en instalaciones de autoconsumo, de forma que la compañía comercializadora te compensará por los excedentes energéticos.

Regulador de carga

Estos dispositivos tienen la función de controlar el flujo de energía que circula entre los módulos fotovoltaicos y las baterías. La energía que se genere mayor a la energía que es posible inyectar en la batería se pierde por efecto Joule en el regulador, evitando que la batería se sobrecargue.

Sistema de monitorización

Permite verificar de manera remota el correcto funcionamiento de una instalación fotovoltaica a tiempo real, con el objetivo de actuar rápidamente en el caso de detectar daños o averías. Además, se optimizará el uso de la energía solar, maximizando la producción de la instalación fotovoltaica.

Estructuras y soportes

Las estructuras y soportes de los paneles solares son uno de los aspectos más importantes, ya que de ellos depende en gran medida su producción, Las estructuras aseguran el buen

anclaje de los módulos solares a la vez que proporcionan la inclinación y orientación que hayamos considerado óptima para su buena productividad.

Hay que tener en cuenta que las condiciones climáticas también influyen en la estructura. Por dicho motivo, éstas están formadas por materiales resistentes como aluminio, hierro y acero inoxidable.

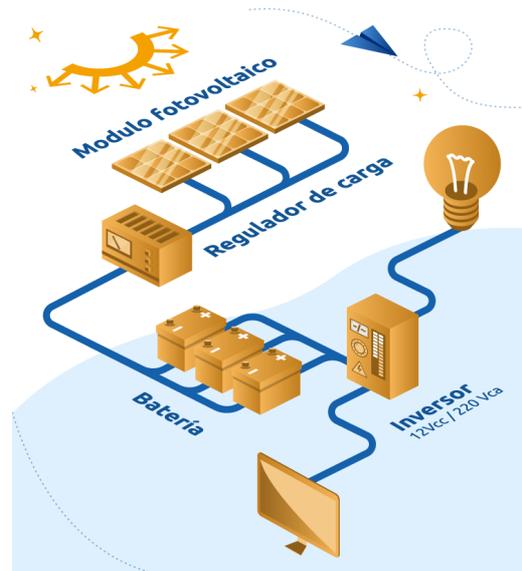


Figura 6 Esquema de instalación fotovoltaica

2.5. PÉRDIDAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Las instalaciones fotovoltaicas presentan pérdidas de producción y puede deberse a diferentes motivos, como el proceso de fabricación, su propia estructura y material de construcción.

Estas instalaciones pueden estar sometidas a diferentes condiciones externas que provocan pérdidas adicionales de producción.

Las más destacables son:

- Pérdidas por temperatura

Estas pérdidas de potencia son del orden de un 4 o 5 % por cada 10 °C de aumento de temperatura de operación.

La temperatura de operación depende tanto de la temperatura ambiente, del viento y demás factores ambientales, como de la tecnología de utilizada en la fabricación y funcionamiento de los paneles, ya sea sistemas de refrigeración, posición, tecnología de concentración, etc. Para minimizar estas pérdidas debido a las temperaturas se deben elegir equipos con un menos coeficiente de pérdida por temperatura y la ubicación para que se refrigere de manera más eficiente.

- Pérdidas de mismatch

Se produce cuando se conectan módulos de distinto valor de potencia. Se debe a que por distintas técnicas de fabricación unos tienen valores de potencia menores que el resto, y por lo tanto el menor de ellos será el que condicione al resto.

En el caso de conexión en serie el de menor intensidad limitará al resto la intensidad y por lo tanto la potencia.

En el caso de conexión en paralelo el de menor tensión limitará al resto la tensión y por lo tanto la potencia.

Para reducir este problema se conectan entre sí módulos preseleccionados, o diodos bypass que absorban el exceso de corriente que no sea capaz de conducir del módulo.

Estas pérdidas pueden llegar al 10 % pero rondan entre 1 % y 4 %.

- Pérdidas por sombreado del generador

Las sombras a lo largo del día generan, obviamente, pérdidas en la producción, un buen diseño es muy importante para minimizar al máximo estas pérdidas.

Las pérdidas generadas son por:

- Disminución de captación solar
- Mismatch

- Pérdidas por polvo y suciedad

Al igual que las pérdidas por sombras, la suciedad en la módulo fotovoltaica crea pérdidas por la disminución de la irradiancia y por mismatch. Incluso podría provocar la formación de puntos calientes si la suciedad es localizada.

Estas pérdidas son aproximadamente un 4 %, dependerá de otros factores como el lugar.

- Pérdidas angulares

En condiciones normales, en la mayoría de sistemas de captación la incidencia no es perpendicular, lo que genera pérdidas que serán mayores cuanto mayor sea la diferencia entre el ángulo de incidencia y la normal al plano de captación.

Suelen ser aproximadamente 4 %.

- Pérdidas espectrales

No siempre existirá un espectro luminoso estándar, lo que hará que el flujo de corriente dependa también de la longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. La potencia puede incrementarse o reducirse un 1 %.

- Pérdidas por el rendimiento del inversor

Es importante, en la fase de diseño, definir de manera precisa la potencia nominal de funcionamiento del generador fotovoltaico y seleccionar un inversor con un alto rendimiento en esas condiciones. El rendimiento de estos es función de la potencia de operación.

- Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador

El punto de máxima potencia cambia en función de diferentes características. Debido a esto, el inversor trabajará alejado del MPP y creará pérdidas.

El rendimiento del inversor puede ir desde un 94 a un 96 %, dependiendo de la meteorología.

- Pérdidas por caídas óhmicas

Debido a las caídas de tensión en el cableado, se habrán de minimizar en el diseño. Por lo que hay que seleccionar los conductores de forma adecuada, en un compromiso coste-pérdidas.

- Pérdidas por explotación y mantenimiento
- Pérdidas generadas por los trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo.

2.6. REFERENCIAS

- [1] Sistema energético español. Coste de la energía eléctrica y posibles escenarios
- [2] Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia
- [3] Energía y Telecomunicaciones Tema 6.1. Energías renovables (I) Introducción
- [4] Introducción a la Energía Fotovoltaica – Daniel Barbera Santos
- [5] La energía solar como energía eléctrica
- [6] La explicación de Einstein del efecto fotoeléctrico
- [7] La incompatibilidad del efecto fotoeléctrico con la física clásica
- [8] ¿Cómo funcionan las células fotovoltaicas?
- [9] Componentes de una instalación fotovoltaica
- [10] ¿Qué inversor elegir para tu instalación de módulos solares?

3. MEMORIA INSTALACIÓN MONO-FACIAL Y BIFACIAL

3.1. ELECCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

3.1.1 Paneles fotovoltaicos: Instalación mono-facial

La marca ha sido reconocida como el proveedor nº1 de módulos en relación calidad, rendimiento y precio, en la encuesta de conocimiento del cliente del módulo IHS.

Además, es líder desarrollando proyectos y como fabricante fotovoltaico, con más de 50GW desplegados en todo el mundo desde 2001.

El panel solar es el *HiKu5 Poly PERC 435 W – 460 W*. Con tecnología poli-cristalina y dimensiones 2252x1048x35 mm.

Los paneles cumplen los certificados del sistema de gestión:

- ISO 9001: 2015 / Quality management system
- ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
- ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

Y también, los certificados de producto:

- IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / INMETRO CEC listed (US California) / FSEC (US Florida) UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

Estos paneles consiguen hasta un 4 % menos de LCOE (Levelized Cost of Energy: es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil (€/MWh)), disminuyendo hasta en un 4,2 % los costes del sistema.

Como observamos en las hojas de datos, la potencia de módulo puede ser hasta de 460 W, con una eficiencia de hasta 19,5 %. Además, tienen una mayor tolerancia a las sombras, lo que en Cantabria supone una gran ventaja.

El compromiso medioambiental es cada vez mayor, y reduce la huella de carbono hasta en un 25 %.

También se minimizan los impactos de las microgrietas.

A continuación, se exponen las curvas que relacionan la tensión, la corriente y la temperatura, también una tabla con las características más relevantes.

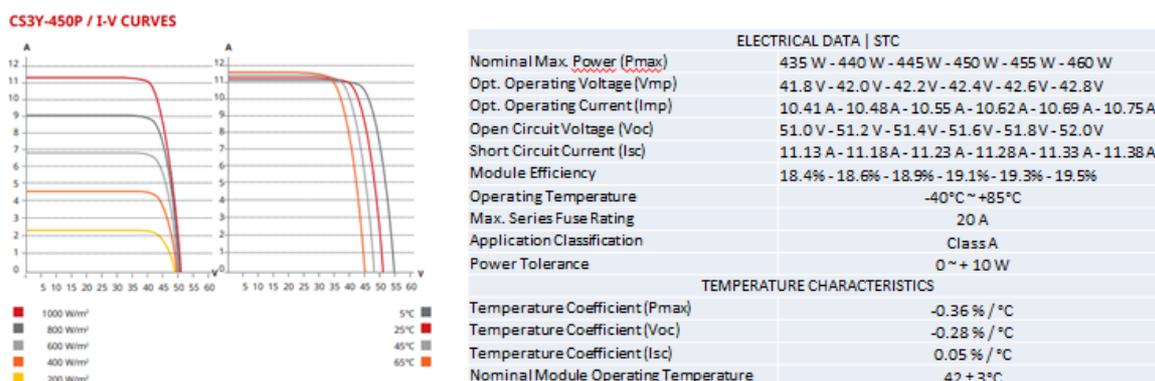


Figura 7 Curvas U-I-T° / Características más relevantes (monofacial)

STC se recuerda que son siglas en inglés (Standard Test Conditions) de las condiciones estándar de medida, que en irradiancia es 1000 W/m^2 , espectro de Sol AM 1.5 y temperatura de célula de 25°C.

En las hojas de datos adjuntadas a continuación viene más información sobre dicho panel.



HiKu5 Poly PERC

435 W ~ 460 W
CS3Y-435 | 440 | 445 | 450 | 455 | 460P

MORE POWER

-  Module power up to 460 W
Module efficiency up to 19.5 %
-  Up to 4.0 % lower LCOE
Up to 4.2 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Carbon footprint reduced up to 25%
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, enhanced wind load up to 2400 Pa*

12
Years
Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25
Years
Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / INMETRO
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-a-way



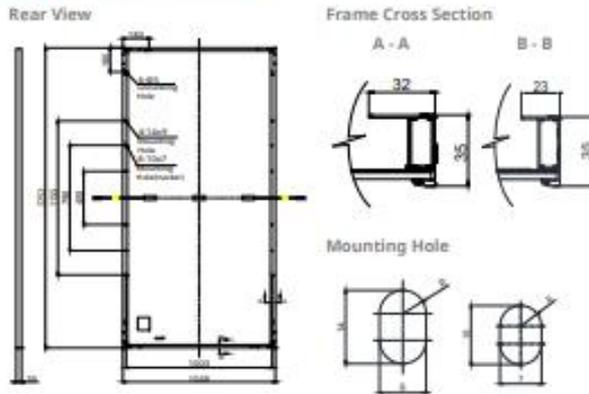
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

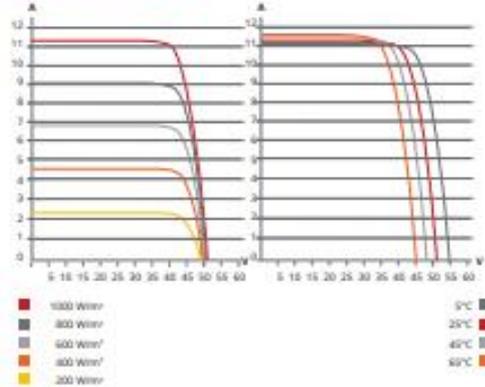
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Figura 8 HiKu5 Poly PERC (1)

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3Y-450P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3Y	435P	440P	445P	450P	455P	460P
Nominal Max. Power (P _{max})	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W	460 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	41.8 V	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	10.41 A	10.48 A	10.55 A	10.62 A	10.69 A	10.75 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	51.0 V	51.2 V	51.4 V	51.6 V	51.8 V	52.0 V
Short Circuit Current (I _{sc})	11.13 A	11.18 A	11.23 A	11.28 A	11.33 A	11.38 A
Module Efficiency	18.4%	18.6%	18.9%	19.1%	19.3%	19.5%
Operating Temperature	-40°C – +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 – + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 X (13 X 6)]
Dimensions	2252 X 1048 X 35 mm (88.7 X 41.3 X 1.38 in)
Weight	25.7 kg (56.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3Y	435P	440P	445P	450P	455P	460P
Nominal Max. Power (P _{max})	324 W	328 W	331 W	335 W	339 W	342 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V	39.6 V	39.8 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.33 A	8.39 A	8.43 A	8.49 A	8.57 A	8.60 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	47.9 V	48.1 V	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.8 V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.98 A	9.02 A	9.06 A	9.10 A	9.14 A	9.18 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

March 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V2.7_EN

Figura 9 HiKu5 Poly PERC (2)

3.1.2 Paneles fotovoltaicos: Instalación bifacial

El fabricante de los paneles solares utilizados será Canadian Solar, al igual que en el caso de los mono-faciales, como ya dijimos es una compañía canadiense /china, cuyo mercado es la fabricación de productos de energía solar.

El fabricante se compromete a proporcionar energía solar de alta calidad, productos, soluciones de sistemas solares y servicios a los clientes de todo el mundo.

La marca ha sido reconocida como el proveedor nº1 de módulos en relación calidad, rendimiento y precio, en la encuesta de conocimiento del cliente del módulo IHS.

Además, es líder desarrollando proyectos y como fabricante fotovoltaico, con más de 50GW desplegados en todo el mundo desde 2001.

El panel solar es el *BiHiKu5 BIFACIAL POLY PERC 430 W – 455 W*. Con tecnología poli-cristalina y dimensiones 2260x1048x32 mm.

Los paneles cumplen los certificados del sistema de gestión:

- ISO 9001: 2015 / Quality management system
- ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
- ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

Y también, los certificados de producto:

- IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68 Take-e-way

Estos paneles consiguen hasta un 11,5 % menos de LCOE (Levelized Cost of Energy: es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil (€/MWh)), disminuyendo hasta en un 3,2 % los costes del sistema.

Como observamos en las hojas de datos, la potencia de módulo puede ser hasta de 455 W, con una eficiencia de hasta 19,2 %. Además, tienen una mayor tolerancia a las sombras, lo que en Cantabria supone una gran ventaja.

El compromiso medioambiental es cada vez mayor, y reduce la huella de carbono hasta en un 25 %.

También se minimizan los impactos de las microgrietas.

A continuación, se exponen las curvas que relacionan la tensión, la corriente y la temperatura, también una tabla con las características más relevantes.

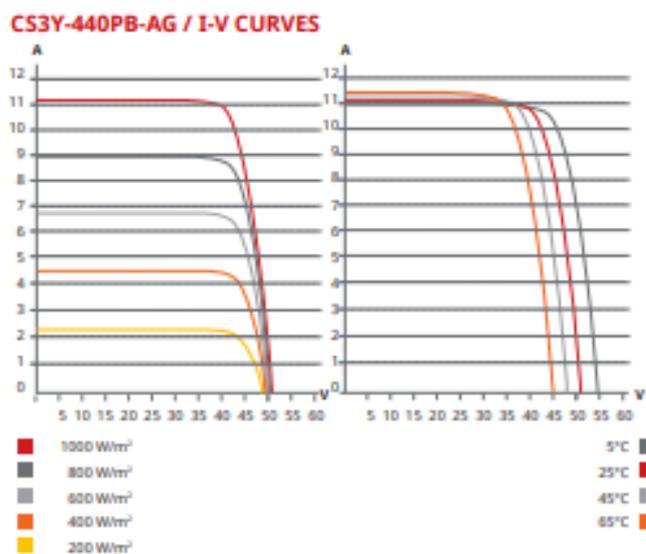


Figura 10 Curvas U-I-T° (bifacial)

ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3Y-430PB-AG		430 W	41.6 V	10.34 A	50.8 V	11.08 A	18.2%
Bifacial Gain**	5%	452 W	41.6 V	10.87 A	50.8 V	11.63 A	19.1%
	10%	473 W	41.6 V	11.37 A	50.8 V	12.19 A	20.0%
	20%	516 W	41.6 V	12.41 A	50.8 V	13.30 A	21.8%
CS3Y-435PB-AG		435 W	41.8 V	10.41 A	51.0 V	11.13 A	18.4%
Bifacial Gain**	5%	457 W	41.8 V	10.94 A	51.0 V	11.69 A	19.3%
	10%	479 W	41.8 V	11.46 A	51.0 V	12.24 A	20.2%
	20%	522 W	41.8 V	12.49 A	51.0 V	13.36 A	22.0%
CS3Y-440PB-AG		440 W	42.0 V	10.48 A	51.2 V	11.18 A	18.6%
Bifacial Gain**	5%	462 W	42.0 V	11.00 A	51.2 V	11.74 A	19.5%
	10%	484 W	42.0 V	11.53 A	51.2 V	12.30 A	20.4%
	20%	528 W	42.0 V	12.58 A	51.2 V	13.42 A	22.3%
CS3Y-445PB-AG		445 W	42.2 V	10.55 A	51.4 V	11.23 A	18.8%
Bifacial Gain**	5%	467 W	42.2 V	11.08 A	51.4 V	11.79 A	19.7%
	10%	490 W	42.2 V	11.62 A	51.4 V	12.35 A	20.7%
	20%	534 W	42.2 V	12.66 A	51.4 V	13.48 A	22.5%
CS3Y-450PB-AG		450 W	42.4 V	10.62 A	51.6 V	11.28 A	19.0%
Bifacial Gain**	5%	473 W	42.4 V	11.16 A	51.6 V	11.84 A	20.0%
	10%	495 W	42.4 V	11.68 A	51.6 V	12.41 A	20.9%
	20%	540 W	42.4 V	12.74 A	51.6 V	13.54 A	22.8%
CS3Y-455PB-AG		455 W	42.6 V	10.69 A	51.8 V	11.33 A	19.2%
Bifacial Gain**	5%	478 W	42.6 V	11.22 A	51.8 V	11.90 A	20.2%
	10%	501 W	42.6 V	11.77 A	51.8 V	12.46 A	21.2%
	20%	546 W	42.6 V	12.83 A	51.8 V	13.60 A	23.1%

Figura 11 Datos bajo las condiciones estándar de medida (bifacial)

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Figura 12 Coeficientes de temperatura (bifacial)

STC se recuerda que son siglas en inglés (*Standard Test Conditions*) de las condiciones estándar de medida, que en irradiancia es 1000 W/m^2 , espectro de Sol AM 1.5 y temperatura de célula de 25°C.

En las hojas de datos adjuntadas a continuación viene más información sobre dicho panel.



BiHiKu5
430 W ~ 455 W
BIFACIAL POLY PERC
CS3Y-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455PB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 455 W
Module efficiency up to 19.2 %
-  Up to 11.5 % lower LCOE
Up to 3.2 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Carbon footprint reduced up to 25%
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-a-way



*The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

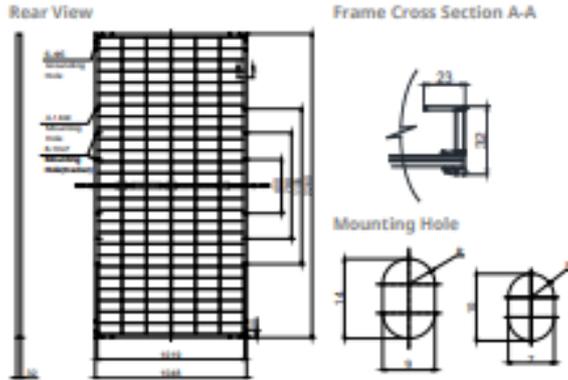
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

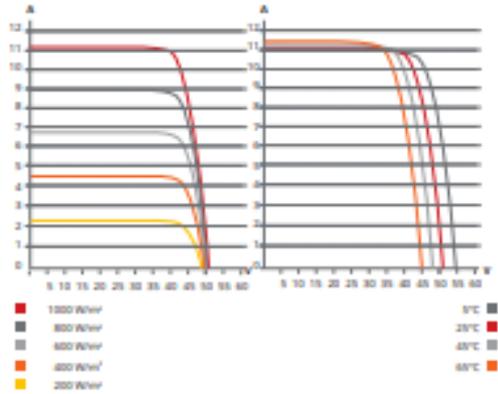
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Figura 13 BiHiKu5 Bifacial Poly PERC (1)

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3Y-440PB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS3Y-430PB-AG	430 W	41.6 V	10.34 A	50.8 V	11.08 A	18.2%	
Bifacial Gain**	5%	452 W	41.6 V	10.87 A	50.8 V	11.63 A	19.1%
	10%	473 W	41.6 V	11.37 A	50.8 V	12.19 A	20.0%
	20%	516 W	41.6 V	12.41 A	50.8 V	13.30 A	21.8%
CS3Y-435PB-AG	435 W	41.8 V	10.41 A	51.0 V	11.13 A	18.4%	
Bifacial Gain**	5%	457 W	41.8 V	10.94 A	51.0 V	11.69 A	19.3%
	10%	479 W	41.8 V	11.46 A	51.0 V	12.24 A	20.2%
	20%	522 W	41.8 V	12.49 A	51.0 V	13.36 A	22.0%
CS3Y-440PB-AG	440 W	42.0 V	10.48 A	51.2 V	11.18 A	18.6%	
Bifacial Gain**	5%	462 W	42.0 V	11.00 A	51.2 V	11.74 A	19.5%
	10%	484 W	42.0 V	11.53 A	51.2 V	12.30 A	20.4%
	20%	528 W	42.0 V	12.58 A	51.2 V	13.42 A	22.3%
CS3Y-445PB-AG	445 W	42.2 V	10.55 A	51.4 V	11.23 A	18.8%	
Bifacial Gain**	5%	467 W	42.2 V	11.08 A	51.4 V	11.79 A	19.7%
	10%	490 W	42.2 V	11.62 A	51.4 V	12.35 A	20.7%
	20%	534 W	42.2 V	12.66 A	51.4 V	13.48 A	22.5%
CS3Y-450PB-AG	450 W	42.4 V	10.62 A	51.6 V	11.28 A	19.0%	
Bifacial Gain**	5%	473 W	42.4 V	11.16 A	51.6 V	11.84 A	20.0%
	10%	495 W	42.4 V	11.68 A	51.6 V	12.41 A	20.9%
	20%	540 W	42.4 V	12.74 A	51.6 V	13.54 A	22.8%
CS3Y-455PB-AG	455 W	42.6 V	10.69 A	51.8 V	11.33 A	19.2%	
Bifacial Gain**	5%	478 W	42.6 V	11.22 A	51.8 V	11.90 A	20.2%
	10%	501 W	42.6 V	11.77 A	51.8 V	12.46 A	21.2%
	20%	546 W	42.6 V	12.83 A	51.8 V	13.60 A	23.1%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS3Y-430PB-AG	321 W	38.9 V	8.26 A	47.9 V	8.93 A
CS3Y-435PB-AG	325 W	39.1 V	8.32 A	48.0 V	8.98 A
CS3Y-440PB-AG	329 W	39.2 V	8.40 A	48.2 V	9.02 A
CS3Y-445PB-AG	333 W	39.4 V	8.46 A	48.4 V	9.06 A
CS3Y-450PB-AG	336 W	39.6 V	8.49 A	48.6 V	9.10 A
CS3Y-455PB-AG	340 W	39.8 V	8.55 A	48.8 V	9.14 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 X (13 X 6)]
Dimensions	2260 x 1048 x 32 mm (89.0 x 41.3 x 1.26 in)
Weight	29.9 kg (65.9 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces

Per Container (40' HQ) 660 pieces or 528 pieces (only for US)
 * For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

January 2021. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.6_RN

Figura 14 BiHiKu5 Bifacial Poly PERC (2)

3.2. ELECCIÓN DEL TERRENO

Al elegir el emplazamiento de una instalación de paneles solares fotovoltaicos, sean monofaciales o bifaciales, habrá que tener en cuenta una serie de criterios, para cumplir el modelo de aptitud y el modelo de impacto.

Los criterios seleccionados para cumplir el modelo de aptitud de la ubicación de una instalación fotovoltaica serán:

- La pendiente del terreno. Esta característica incidirá directamente en el gasto inicial de la instalación, ya que acondicionar el terreno supondría un coste adicional. Por ejemplo: si fuera necesario realizar un desmonte.
- La irradiación solar. Es obvio que cuanto mayor energía recibamos del Sol mayor será la energía eléctrica que podamos convertir en energía eléctrica.
- La nubosidad de la zona. Al igual que el punto anterior, en las zonas con nubes podemos tener una irradiación 10 veces menor, lo que reducirá considerablemente las HSP.
- La accesibilidad.
- Las conexiones a redes eléctricas.

Los criterios seleccionados para cumplir el modelo de impacto de la ubicación de una instalación fotovoltaica serán:

- La hidrología.
- Los usos del suelo.
- La vulnerabilidad paisajística derivada de los impactos de proximidad y visibilidad de este tipo de instalaciones.

El terreno elegido es una finca localizada en el pueblo de Cos, municipio de Mazcuerras, en Cantabria.

La latitud del emplazamiento sería 42.9778 a una altitud de 440 metros sobre el nivel del mar. El clima es oceánico.



Figura 15 Ubicación de Cos en España



Figura 16 Imagen del terreno en Google Maps

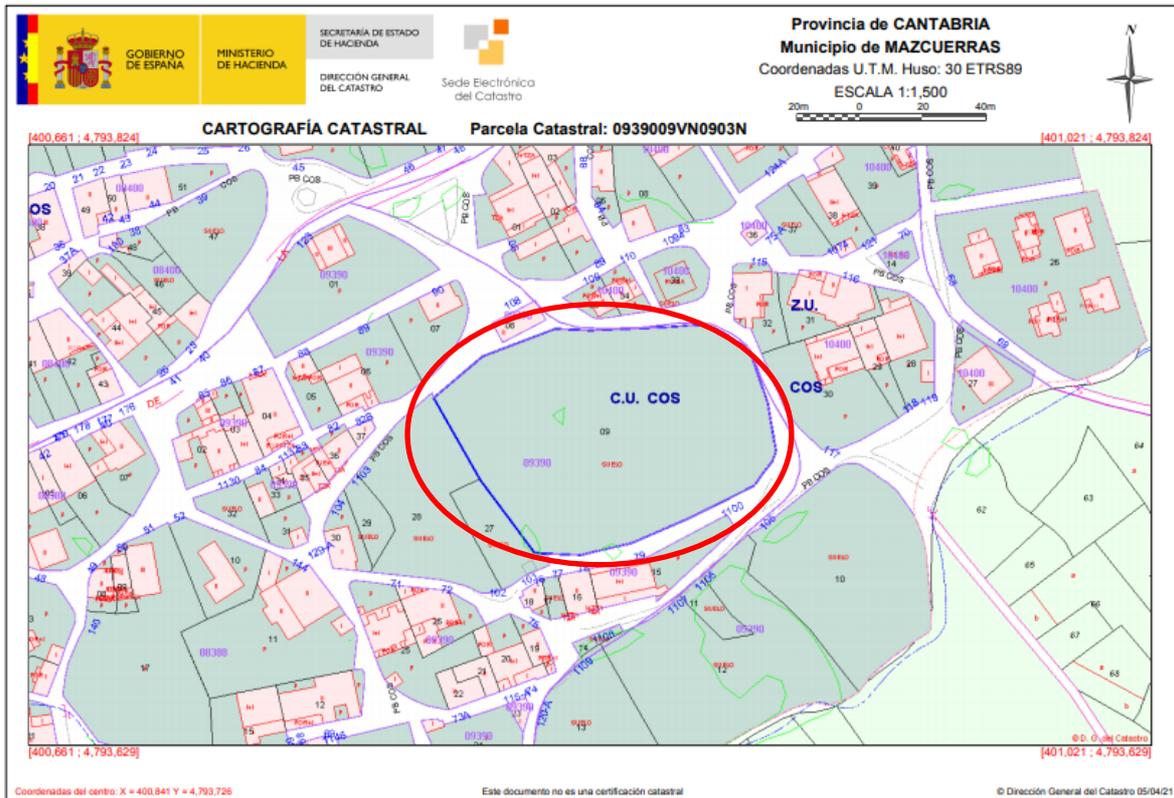


Figura 17 Documento oficial de la Cartografía Catastral

La dimensión del terreno es de 6.025 m^2 . Los módulos solares se instalarán en un rectángulo de $80 \times 40 \text{ m}^2$, en el resto del terreno estará ubicada una caseta en la que se encuentran inversores y sistemas auxiliares.

La elección del terreno se ha hecho en base a las siguientes características:

- Se buscaba realizar la instalación dentro del territorio regional para dotar de energía eléctrica localmente.
- Es un terreno grande donde poder instalar una planta de estas características en términos de potencia.
- El terreno no tiene pendiente, luego la inversión inicial para acondicionar el terreno es considerablemente menor que en un terreno con características no favorables. Además, el terreno no tiene construcciones, por lo que todo el acondicionamiento seguiría siendo muy favorable.

- Existe un viento local, que viene del valle adyacente que junto al clima que crea el río Saja, muy próximo a la instalación, mantendría la temperatura óptima de trabajo de los paneles durante todo el año, lo que mantendría su eficiencia en buen rango.
- Es una zona totalmente accesible y cómoda, situada, además, muy cerca de la Autovía del Cantábrico.
- Existe cercanía a una red eléctrica, por lo que la construcción de la estructura encargada del transporte energético no sería desmesurada.

Contras de la elección del terreno:

- La irradiación solar en Cantabria no es óptima debido a la nubosidad característica de la zona.
- Se ha despreciado el impacto ambiental al estar en las proximidades de varios parques naturales y bosques.
- Se ha despreciado el impacto paisajístico, y la opinión de los vecinos de la localidad.

3.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Dos de los factores más importantes en una instalación fotovoltaica son la orientación y la inclinación de los paneles fotovoltaicos con el fin de optimizar el aprovechamiento de las horas de Sol y obtener el mayor rendimiento de la instalación.

Será de máxima importancia evitar las sombras en los paneles, ya que repercute muy negativamente en el rendimiento del sistema fotovoltaico. Los principales efectos negativos son:

- Pérdida de potencia:
Se debe a que cuando una de las células fotovoltaicas se ve afectada por alguna sombra consume energía, incluso puede recalentarse o deteriorarse.
- Fluctuaciones de energía:
Al haber sombra en uno de los paneles fotovoltaicos, se produce una inconsistencia energética. Las oscilaciones pueden producir que el resto de los elementos se dañen.
- Se perjudican los componentes internos del módulo fotovoltaico.

Está demostrado que la orientación óptima de los paneles en el diseño de instalaciones fotovoltaicas situadas en el hemisferio Norte, y, en este caso, para España, es un ángulo azimutal de 180º, lo que se corresponde con la orientación Sur.

El azimut es el ángulo que se emplea para determinar la orientación de algún objeto sobre la tierra.

En este caso, debido a que no hay sombras en el terreno, la orientación será la ideal: Sur.

La inclinación de los paneles en el caso ideal para que la incidencia fuese la óptima sería perpendicular a la luz del Sol. Que los paneles tenga una cierta inclinación permitirá la auto-limpieza del panel con la lluvia, en caso de no estar inclinado la suciedad podría afectar significativamente a la producción del panel.

Como es obvio, los rayos del Sol no siempre inciden de la misma forma a lo largo del día ni tampoco a lo largo del año, por lo que habrá diferentes opciones a la hora de decidir su inclinación:

1. Soporte fijo
2. Soporte fijo con varias posiciones
3. Seguidores solares

El soporte fijo es una estructura que sólo tiene una posición fija para el panel durante todo el día, todos los días del año. Es la opción más barata.

El soporte fijo con varias posiciones permite mover el panel según la época del año, por ejemplo. Es una opción de precio intermedio entre el soporte fijo y el seguidor solar.

Los seguidores solares tienen la función de orientar los paneles fotovoltaicos de manera que su superficie forme 90° con los rayos solares desde su salida hasta su puesta.

Debemos de tener en cuenta la época del año habrá un mayor consumo eléctrico. Si no disponemos de ese dato lo óptimo sería elegir la opción anual.

La inclinación fija de los paneles fotovoltaicos se decidirá en función de su latitud. Cos tiene una latitud de 42.9778° . En España la inclinación de los paneles varía de los 30 a los 40° .

El ángulo óptimo de inclinación en Cantabria es de 38° en el caso mono-facial.

Sin embargo en el caso de paneles bi-faciales, el ángulo de inclinación óptimo es ligeramente superior, por lo que se va a tomar 40° . La razón de que en el caso bi-facial sea ligeramente superior es que para albedos altos el ángulo tenderá a ser igual que la latitud del emplazamiento de la instalación. Por dicho motivo, para aumentar la eficiencia de la instalación el suelo de ésta será hormigón blanco.

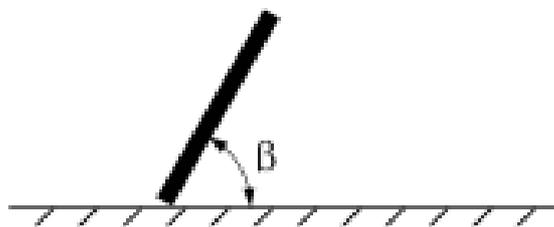


Figura 18 Ángulo azimut

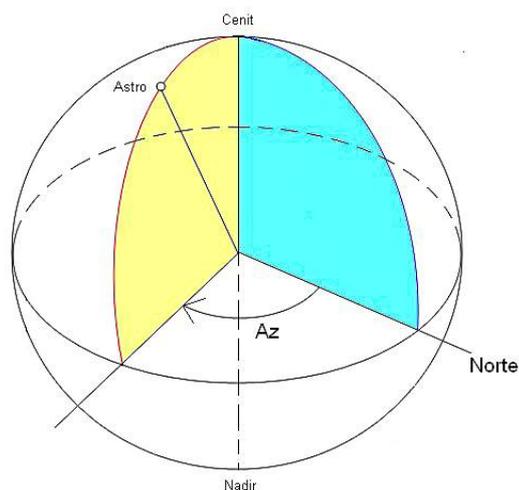


Figura 19 Perfil del módulo solar (Foto del IDAE)

3.4. DISTANCIA ENTRE PANELES Y POTENCIA INSTALADA EN CADA CASO

Para calcular la distancia entre los paneles se necesitan conocer una serie de datos, además, ésta dependerá de si su disposición es horizontal o vertical, y a su vez esto dependerá de la producción que la instalación alcance en cada una de las disposiciones, siendo mayor en el caso que haya mayor número de paneles.

Se necesita conocer las dimensiones del terreno, que en este caso son 80x40 (m), para calcular la disposición de los paneles.

Además, se necesitaba saber la potencia del panel, en este caso el panel Hiku5 Poly PERC tiene una potencia máxima de 460 W, aunque para que el estudio entre mono-facial y bi-facial sea más realista escogeremos la potencia de 455W, ya que es la máxima para los paneles BiHiKu5 Poly Perc. Y las dimensiones de los paneles, para comprobar cuál de las dos disposiciones es más adecuada.

La irradiación en la localización será necesario conocerla para calcular la energía que producirá la instalación.

La irradiación solar en el ángulo óptimo que recibe a lo largo del año Cos viene representada en esta tabla:

MES	IRRADIACIÓN (kWh/m ²)
Enero	71,99
Febrero	89,7
Marzo	112,15
Abril	138,47
Mayo	164,59
Junio	153,58
Julio	146,11
Agosto	176,23
Septiembre	154,55
Octubre	143,25
Noviembre	83,43
Diciembre	103,45
Total	1537,5

Los datos representados en esta tabla se han obtenido de PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*). <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

Monthly solar irradiation estimates

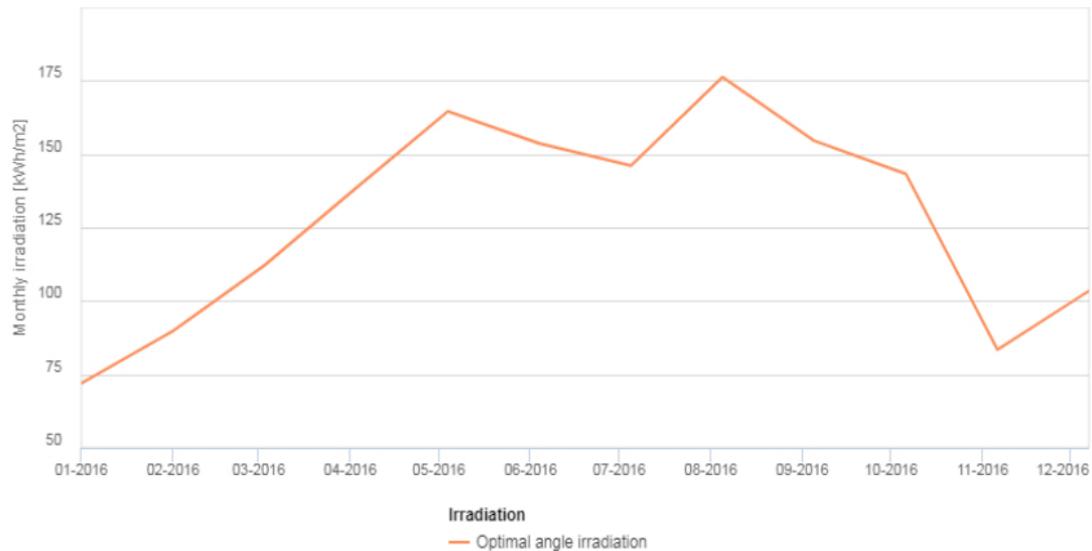


Figura 20 Irradiación solar mes a mes, obtenido con PVGIS

La irradiación total es de 1537,5 kWh/m², lo que se traduce, dividiéndolo entre los 1000 W/m² de la irradiancia de máxima potencia, en 1537,5 h de HSP (hora solar pico) al año.

Es muy importante, a la hora de realizar una instalación fotovoltaica, evitar pérdidas de producción por el efecto del sombreado, por dicho motivo se deberá de calcular la distancia mínima entre filas de paneles solares para que no influyan este tipo de factores en la producción.

Por suerte, el terreno elegido para la instalación es una llanura donde no hay casas en la zona sur, luego son tan solo los propios paneles los que pueden crear el sombreado en el resto.

Esta distancia se calculará de diferente forma en caso de paneles mono-faciales y bifaciales.

3.4.1 Distancia entre paneles: Instalación mono-facial

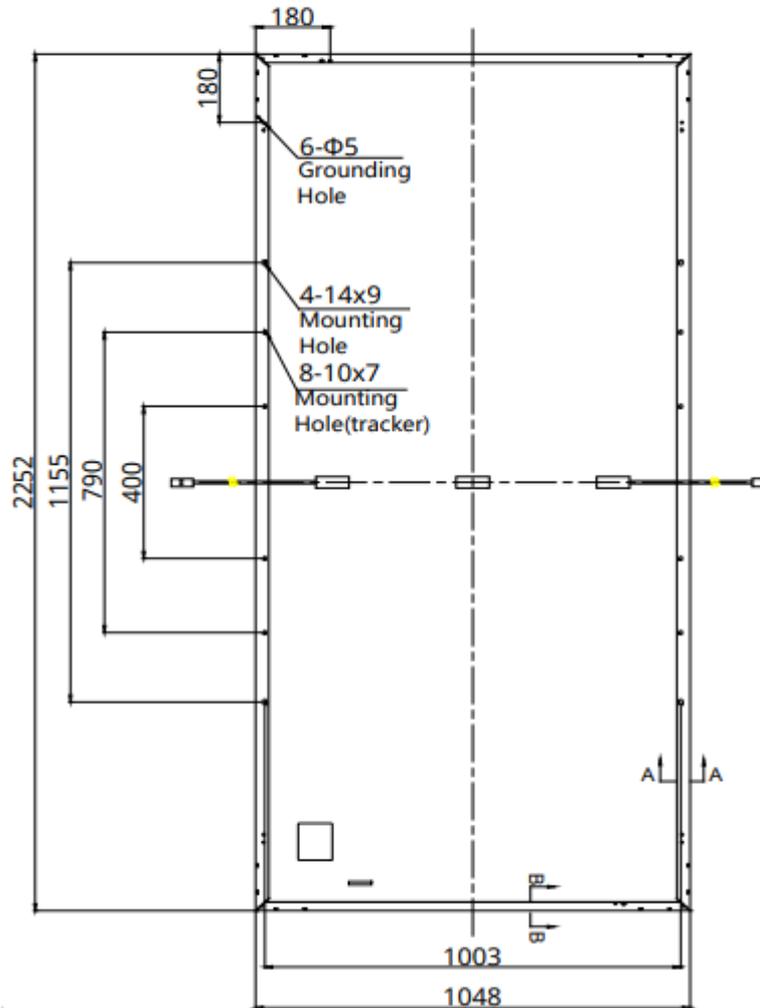


Figura 21 Dimensiones del panel mono-facial 2252x1048 (mm)

La distancia de seguridad entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente se calculará en función de las dimensiones, inclinación y disposición de los paneles.

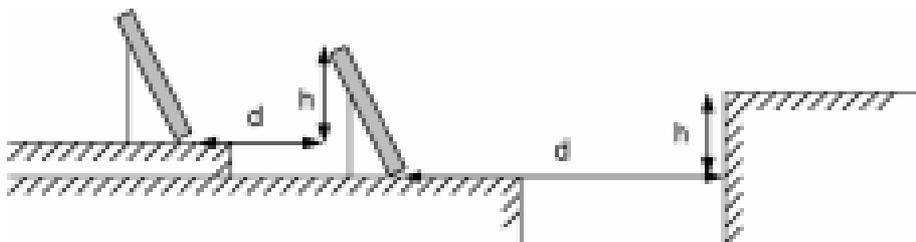


Figura 22 Separación entre paneles (Foto del IDAE)

La fórmula para la calcular la distancia entre el fin de un panel y el inicio del siguiente es:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (2)$$

Para calcular la disposición óptima de los paneles se va a hacer un estudio con las disposiciones horizontal y vertical:

Opción 1: Distribución horizontal



Figura 23 Distribución horizontal de paneles solares fotovoltaicos (Imagen de Alusin solar)

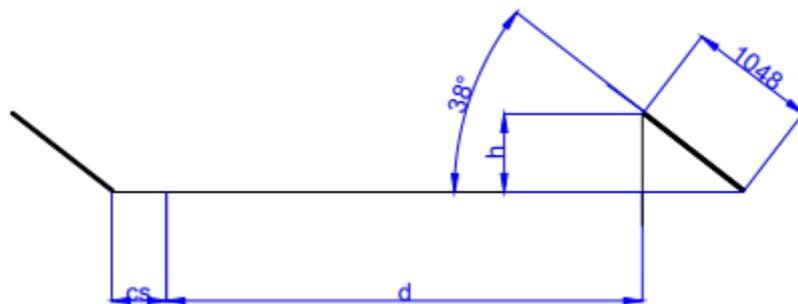


Figura 24 Esquema de distancias en distribución horizontal

Haciendo cálculos trigonométricos:

$$h = 1048 \times \sin (38^\circ) = 645,21 \text{ mm}$$

$$l = 1048 \times \cos (38^\circ) = 825,84 \text{ mm}$$

Aplicando la expresión (2) de la distancia entre el final de un panel y el inicio del siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan (61^\circ - 42,98^\circ)} = \frac{645,21}{\tan (61^\circ - 42,98^\circ)} = 2538,64 \text{ mm}$$

Se añadirá una distancia de seguridad entre paneles de $cs = 10 \text{ cm}$.

La distancia entre paneles:

$$L = d + l + cs = 2538,64 + 825,84 + 100 = 3464,48 \text{ mm}$$

La separación de los paneles en una distancia de 40 metros en el eje norte-sur es de 3,47 m luego habrá 11 filas de paneles.

La separación entre paneles a lo largo de los 80 metros en el eje este-oeste va a ser nula, luego en las 11 filas habrá un total de 35 paneles, ya que el ancho de cada panel es de 2,252 metros.

Por lo que el total de paneles solares en la parcela será 385.

Cada uno de esos paneles genera 455 W de potencia pico, luego la potencia pico de la instalación:

$$P = 385 \text{ paneles} \times 455 \text{ W} = 175,175 \text{ kW}$$

Opción 2: Distribución vertical



Figura 25 Distribución vertical de paneles solares fotovoltaicos

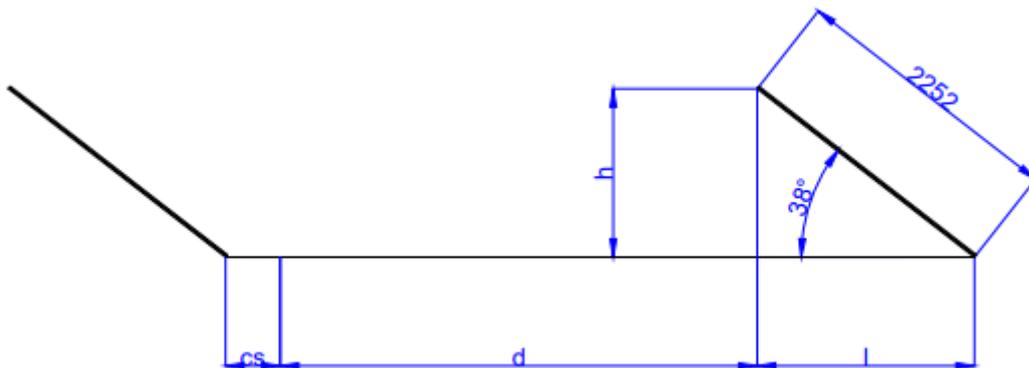


Figura 26 Esquema de distancias en distribución vertical

Haciendo cálculos trigonométricos:

$$h = 2252 \times \sin (38^\circ) = 1386,47 \text{ mm}$$

$$l = 2252 \times \cos (38^\circ) = 1774,60 \text{ mm}$$

Aplicando la expresión (2) de la distancia entre el final de un panel y el inicio del siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan (61^\circ - 42,98^\circ)} = \frac{1386,47}{\tan (61^\circ - 42,98^\circ)} = 4262,05 \text{ mm}$$

Se añadirá una distancia de seguridad entre paneles de $cs = 10 \text{ cm}$.

La distancia entre paneles:

$$L = d + l + cs = 4262,05 + 1774,60 + 100 = 6136,65 \text{ mm}$$

La separación de los paneles en una distancia de 40 metros en el eje norte-sur es de 6,14 m luego habrá 6 filas de paneles.

La separación entre paneles a lo largo de los 80 metros en el eje este-oeste va a ser nula, luego en las 6 filas habrá un total de 76 paneles, ya que el ancho de cada panel es de 1,048 metros.

Por lo que el total de paneles solares en la parcela será 456.

Cada uno de esos paneles genera 455 W de potencia pico, luego la potencia pico de la instalación:

$$P = 456 \text{ paneles} \times 455 \text{ W} = 207,480 \text{ kW}$$

Después de hacer el cálculo se observa que la **distribución vertical** será más productiva en este caso.

En el esquema representado a continuación se acotan todas las longitudes utilizadas para el cálculo de la distancia entre paneles

Las HSP (horas solar pico) resultarán de dividir la irradiación (kWh/m^2), en un cierto período, entre la irradiancia en condiciones óptimas ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$).

Período	IRRADIACIÓN (kWh/m^2)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)
Enero	71,99	71,99	14,94
Febrero	89,7	89,7	18,61
Marzo	112,15	112,15	23,27
Abril	138,47	138,47	28,73
Mayo	164,59	164,59	34,15
Junio	153,58	153,58	31,86
Julio	146,11	146,11	30,31
Agosto	176,23	176,23	36,56
Septiembre	154,55	154,55	32,07
Octubre	143,25	143,25	29,72
Noviembre	83,43	83,43	17,31
Diciembre	103,45	103,45	21,46
Anual	1537,5	1537,5	319

Figura 27 Energía producida por la instalación con tecnología mono-facial

La energía producida por la instalación a lo largo de un año será 319 MWh, que resultan de multiplicar la potencia pico por las HSP anuales.

3.4.2 Distancia entre paneles: Instalación bifacial

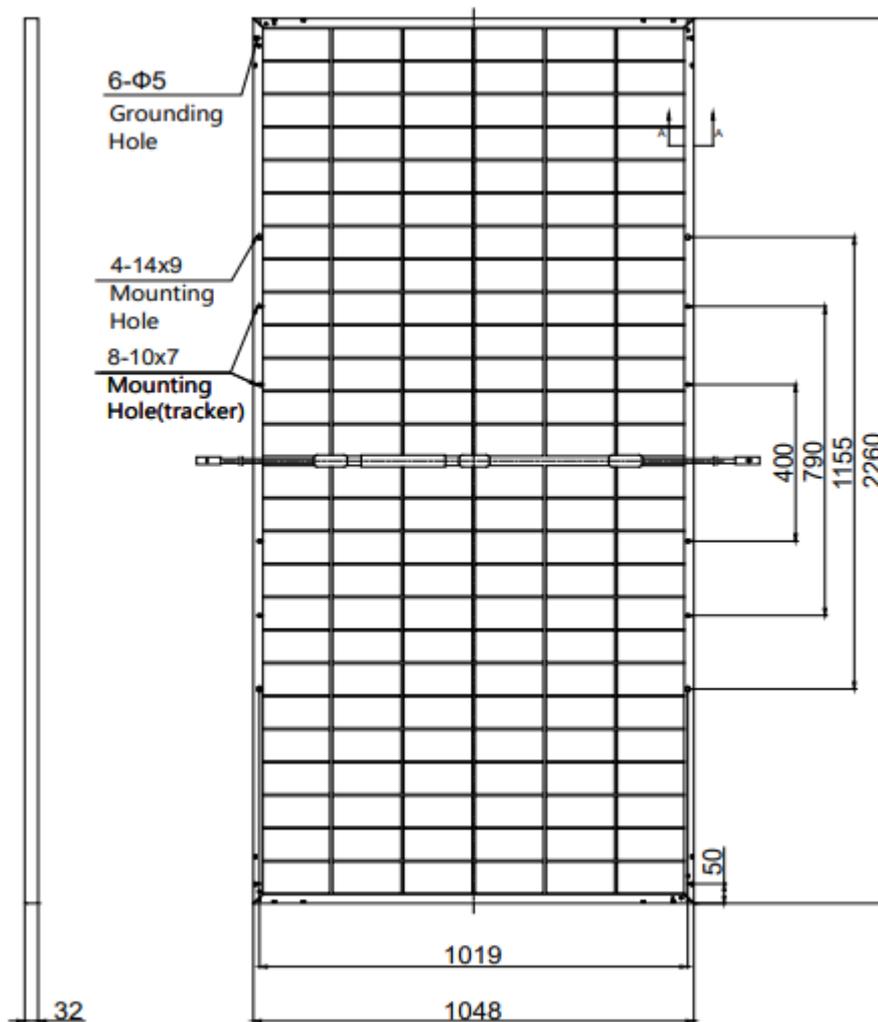


Figura 28 Dimensiones del panel bifacial 2260x1048 (mm)

La instalación con paneles bi-faciales cuenta con la peculiaridad de tener paneles que, obviamente, absorben energía por ambas caras, por dicho motivo los cálculos no serán iguales. Se debe como consecuencia de evitar sombras entre paneles mientras se mantiene el óptimo funcionamiento de ambas caras.

Para ello se habla del grado de cobertura del suelo (GCR por sus siglas en inglés), que es la relación entre la longitud del panel y la distancia entre filas de paneles y de la altura a la que están los paneles, en este caso la altura es de 1,2 m.

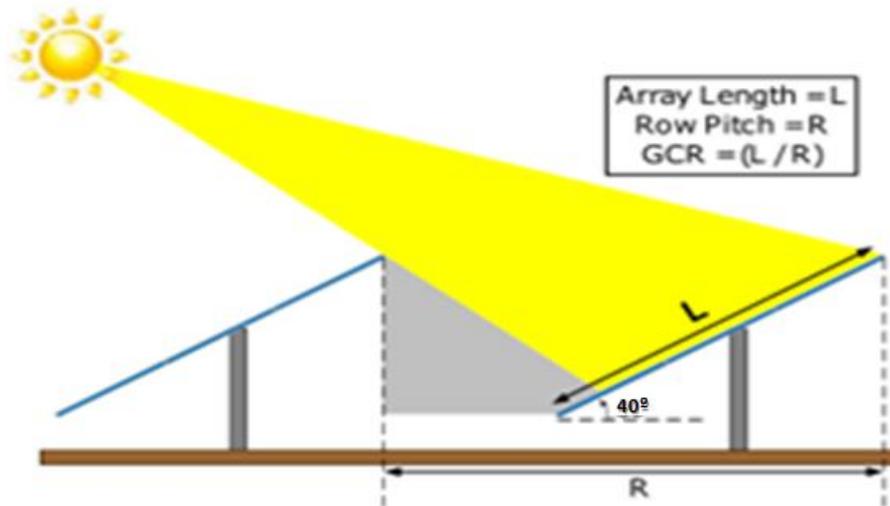


Figura 29 Representación esquemática del concepto de GCR

Un alto GCR indica un alto riesgo de sombreado entre filas, pero también un mayor número de paneles, es decir, una mayor producción. Es por este motivo por lo que se tendrá que llegar a un compromiso entre estos dos factores. El factor GCR suele ser un número bajo, en este caso escogeremos un $GCR = 0,4$.

$$GCR = \frac{L}{R} \quad (3)$$

Opción 1: Distribución horizontal

La expresión (3) del GCR como se ha comentado anteriormente:

$$GCR = \frac{L}{R} \rightarrow R = \frac{L}{GCR} = \frac{1,048}{0,4} = 2,62 \text{ metros}$$

La separación de los paneles en una distancia de 40 metros en el eje norte-sur es de 2,62 m luego habrá 15 filas de paneles.

La separación entre paneles a lo largo de los 80 metros en el eje este-oeste va a ser nula, luego en las 15 filas habrá un total de 35 paneles, ya que el ancho de cada panel es de 2,26 metros.

Por lo que el total de paneles solares en la parcela será 525.

Cada uno de esos paneles genera 455 W de potencia pico, luego la potencia pico de la instalación:

$$P = 525 \text{ paneles} \times 455 \text{ W} = 238,86 \text{ Kw}$$

Opción 2: Distribución vertical

La expresión del GCR como se ha comentado anteriormente:

$$GCR = \frac{L}{R} \rightarrow R = \frac{L}{GCR} = \frac{2,26}{0,4} = 5,65 \text{ metros}$$

La separación de los paneles en una distancia de 40 metros en el eje norte-sur es de 5,65 m luego habrá 7 filas de paneles.

La separación entre paneles a lo largo de los 80 metros en el eje este-oeste va a ser nula, luego en las 7 filas habrá un total de 76 paneles, ya que el ancho de cada panel es de 1,048 metros.

Por lo que el total de paneles solares en la parcela será 532.

Cada uno de esos paneles genera 455 W de potencia pico, luego la potencia pico de la instalación:

$$P = 532 \text{ paneles} \times 455 \text{ W} = 242,06 \text{ kW}$$

Se observa que para la instalación con tecnología bi-facial la **distribución vertical** será también la más productiva.

Las HSP (horas solar pico) resultarán de dividir la irradiación (kWh/m^2), en un cierto período, entre la irradiancia en condiciones óptimas ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$).

Período	IRRADIACIÓN (kWh/m^2)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)
Enero	71,99	71,99	17,43
Febrero	89,7	89,7	21,71
Marzo	112,15	112,15	27,15
Abril	138,47	138,47	33,52
Mayo	164,59	164,59	39,84
Junio	153,58	153,58	37,18
Julio	146,11	146,11	35,37
Agosto	176,23	176,23	42,66
Septiembre	154,55	154,55	37,41
Octubre	143,25	143,25	34,68
Noviembre	83,43	83,43	20,2
Diciembre	103,45	103,45	25,04
Anual	1537,5	1537,5	372,17

Figura 30 Energía producida por la instalación con tecnología bifacial

La energía producida por la instalación a lo largo de un año será 327,17 MWh, que resultan de multiplicar la potencia pico por las HSP anuales.

3.5. RANGO DE VALORES DE TENSIÓN DE SALIDA DEL PANEL

La temperatura afectará de forma directa a la tensión de los módulos fotoeléctricos. Por dicho motivo, se debe de conocer el rango de tensiones para un margen de temperaturas entre -10°C y 70°C de temperatura de célula.

El rango de tensiones será útil a la hora de elegir el inversor de tensión.

En la hoja de datos del fabricante se tomarán los valores de tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}), la tensión a circuito abierto (V_{oc}), y el coeficiente de temperatura para la tensión a circuito abierto.

Los datos se medirán según las Condiciones Estándar de Medida (STC por sus siglas en inglés)

Condiciones Estándar de Medida (STC)	
Irradiancia	1000 W/m^2
Temperatura de célula	25°C
Espectro del Sol	AM 1.5

3.5.1 Rango de valores de tensión a la salida del panel: Instalación mono-facial

Pmax (W)	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	ξ (%)
455	42,6	10,69	51,8	11,33	19,3

Temperature characteristics	
Temperature Coefficient (Voc)	-0,36 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0,28 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	0,05 %/°C

$$VOC (-10^{\circ}C) = 51,8 \text{ V} + (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \times \left(\frac{-0,28}{100} \times 51,8\right) \frac{V}{^{\circ}C} = \mathbf{56,88 \text{ V}}$$

$$VOC (70^{\circ}C) = 51,8 \text{ V} + (70^{\circ}C - 25^{\circ}C) \times \left(\frac{-0,28}{100} \times 51,8\right) \frac{V}{^{\circ}C} = 45,27 \text{ V}$$

$$VMP (-10^{\circ}C) = 42,6 \text{ V} + (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \times \left(\frac{-0,28}{100} \times 42,6\right) \frac{V}{^{\circ}C} = 46,78 \text{ V}$$

$$VMP (70^{\circ}C) = 42,6 \text{ V} + (70^{\circ}C - 25^{\circ}C) \times \left(\frac{-0,28}{100} \times 42,6\right) \frac{V}{^{\circ}C} = \mathbf{37,23 \text{ V}}$$

El rango de tensiones a la salida del panel mono-facial será (37,23 V , 56,88 V)

3.5.2 Rango de valores de tensión a la salida del panel: Instalación bifacial

El primer paso será acordar la ganancia bifacial para conocer qué valores se deben de tomar de la hoja de datos del fabricante.

Los paneles solares bifaciales absorben energía por la parte frontal y también por la parte posterior. Los 455 Wp corresponden a la energía absorbida por la parte frontal del panel, al igual que sucede con los paneles mono-faciales.

La ganancia bi-facial (BG, por sus siglas en inglés) es la relación, expresada en porcentaje, de la potencia pico de la parte posterior y la potencia pico de la parte frontal.

$$BG (\%) = \frac{E_{posterior}}{E_{frontal}} = \frac{P_{pico\ posterior}}{P_{pico\ frontal}} \quad (4)$$

Por motivos de falta de desarrollo de la tecnología bi-facial, la BG se estimará al consultar valores comunes de diferentes estudios y haciendo una adaptación a nuestra instalación. Como las hojas de datos del fabricante indican una BG entre 5 % y 20 %, se va a tomar un 15 % ya que el albedo será alto al tener un suelo blanco que refleja la luz.

455W-BG %	Pmax (W)	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	ξ (%)
10%	501	42,6	11,77	51,8	12,46	21,2
15%	523,5	42,6	12,3	51,8	13,03	22,15
20%	546	42,6	12,83	51,8	13,6	23,1

Temperature characteristics	
Temperature Coefficient (Voc)	-0,36 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0,28 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	0,05 %/°C

$$\text{VOC} (-10^{\circ}\text{C}) = 51,8 \text{ V} + (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \left(\frac{-0,28}{100}\right) \times 52 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} = \mathbf{56,9 \text{ V}}$$

$$\text{VOC} (70^{\circ}\text{C}) = 51,8 \text{ V} + (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \left(\frac{-0,28}{100}\right) \times 52 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} = 45,25 \text{ V}$$

$$\text{VMP} (-10^{\circ}\text{C}) = 42,6 \text{ V} + (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \left(\frac{-0,28}{100}\right) \times 42,6 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} = 46,78 \text{ V}$$

$$\text{VMP} (70^{\circ}\text{C}) = 42,6 \text{ V} + (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \left(\frac{-0,28}{100}\right) \times 42,6 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} = \mathbf{37,23 \text{ V}}$$

El rango de tensiones a la salida del panel bi-facial será (37,23 V, 56,9 V)

Una vez calculados los rangos de tensión de los paneles mono-faciales y bifaciales se puede calcular los datos que necesitamos para elegir un inversor.

3.6. ELECCIÓN DEL INVERSOR

El inversor permite convertir la corriente continua que sale de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. En nuestro caso, el propósito es inyectar a la red, pero también podría utilizarse para consumo.

Elegir un buen inversor es fundamental para evitar problemas de calidad de onda en el suministro eléctrico.

Dimensionamiento en potencia, tensión y en corriente.

Se comprobará ratio entre la potencia de entrada al inversor, que viene del generador, y la potencia de salida del inversor. El sizing ratio es la relación entre ambas potencias y como valor óptimo se va a tomar $SRAC = 1.1$.

PSTC: Potencia nominal del generador

PINV-AC: Potencia nominal de salida del inversor

SRAC: Sizing ratio

$$SRAC = \frac{P_{stc}}{P_{inv}} \quad (5)$$

Una de las características del inversor es el rango de tensión máxima y mínima de entrada. Los valores fuera de este rango pueden hacer no funcione, incluso que se rompa.

El primer cálculo va ser conocer el rango de cuántos paneles pueden estar conectados a una entrada del inversor.

El número máximo será calculado como el cociente entre la tensión máxima de funcionamiento del punto de máxima potencia del inversor entre el valor de la tensión en circuito abierto a -10°C , es decir el mayor valor de tensión del rango de tensiones de salida.

El número mínimo será calculado como el cociente entre la tensión mínimo de funcionamiento del punto de máxima potencia del inversor entre el valor de la tensión en el punto de máxima potencia a 70°C , es decir el menor valor de tensión del rango de tensiones de salida.

NMÁX: Número máximo de paneles en serie

VMP MAX INV: Tensión de máxima potencia del inversor

VMP MIN INV: Tensión de mínima potencia del inversor

VOC (-10°C): Tensión máxima de salida del módulo

VMP (70°C): Tensión mínima de salida del módulo

Se deberá calcular el número máximo de cadenas que se conectan al inversor en base a las limitaciones en corriente de éste.

Se comprueba la corriente máxima de cada cadena, que al estar conectados los paneles en serie será la misma que la de éstos. Además, se tendrá en cuenta un coeficiente de seguridad.

$$ICAD\ MAX = \frac{IPAN\ MAX}{2} \quad (6)$$

El número de cadenas máximo que se pueden conectar al inversor es el cociente de la máxima corriente de entrada que permite el inversor entre la corriente que circula por cada cadena.

$$N^{\circ}\ CAD\ MAX = \frac{I\ INV\ MAX}{I\ CAD\ MAX} \quad (7)$$

Se ha elegido el inversor Sunny Central 800 CP XT.

SUNNY CENTRAL
800CP XT / 850CP XT / 900CP XT



Profitable

- Up to 1 megawatt system power as standard
- Significantly reduced specific price thanks to increased power
- Maximum yields with low system costs

Durable

- Full nominal power in continuous operation at ambient temperature up to +50°C
- Direct installation on site, optimized for extreme climatic conditions between -40°C and +62°C
- Intelligent power management with OptiCool™

Flexible

- Wide DC input voltage range for flexible use of various module configurations
- Perfectly adjusted for the temperature-dependent behavior of PV arrays

Versatile

- All grid management functions are included, prepared for "G at Night" including pure reactive power operation
- Customized computer platform for optimal monitoring and control of inverters

SUNNY CENTRAL
800CP XT / 850CP XT / 900CP XT

The Expanded CP XT: Peak Output up to 1 Megawatt

For even more power: With its expanded functions, the new Sunny Central CP XT series is now even more powerful. At the same time, the specific price has fallen, meaning that maximum yields are achieved with lower system costs. As well as for full nominal power in continuous operation up to +50°C, the Sunny Central CP XT is also optimized for cold temperatures down to -40°C. The inverter includes all grid management functions and is prepared for G at Night. The customized computer platform is designed for optimal monitoring and control.

Figura 31 Sunny Central 800CP XT (1)

SUNNY CENTRAL

800CP XT / 850CP XT / 900CP XT

Technical Data	Sunny Central 800CP XT	Sunny Central 850CP XT
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ = 1)	898 kW	954 kW
Min. input voltage / max. input voltage	500 V / 1,000 V	536 V / 1,000 V
U_{mppt} at I_{mppt} U_{oc}	530 V	568 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 50 Hz) ^{1,2}	641 to 850 V / 530 to 850 V	681 to 850 V / 568 to 850 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 60 Hz) ^{1,2}	641 to 850 V / 530 to 850 V	681 to 850 V / 568 to 850 V
Rated input voltage	641 V	681 V
Max. input current	1,400 A	1,400 A
Number of independent MPP inputs	1	1
Number of DC inputs	9 / 32 (OptiProtect)	9 / 32 (OptiProtect)
Output (AC)		
Rated power (@ 25°C) / nominal AC power (@ 50°C)	880 kVA / 800 kVA	935 kVA / 850 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	360 V / 324 to 414 V	386 V / 348 to 443 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 to 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V	50 Hz / 386 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1,411 A / 0.03	1,411 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency³		
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%	98.6% / 98.4% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection device	Motor-driven load/break switch / circuit breaker (OptiProtect)	
Output-side disconnection device	AC circuit breaker	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -	● / -
Grid monitoring	●	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	○ / ○
Insulation monitoring	○	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	1 / III	1 / III
General data		
Dimensions [W / H / D]	2,562 / 2,272 / 956 mm [101 / 89 / 38 inches]	
Weight in kg	1,900 kg / 4,200 lb	1,900 kg / 4,200 lb
Operating temperature range	-25 to +62°C / -13 to +144°F	
Noise emission ⁴	61 dB(A)	61 dB(A)
Max. self-consumption (operation) ⁵ / self-consumption (night)	1,900 W / $\leq 100 W$	1,900 W / $\leq 100 W$
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3 / N / PE)	230 / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool	
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 to 95%	
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4,000 m	● / ○	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3,000 m ³ /h	
Features		
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / screw terminal (OptiProtect) / ring terminal lug	
Display	HMI touch display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional)	
Communication with Sunny String-Monitor	R5485 / none (OptiProtect)	R5485 / none (OptiProtect)
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support [e.g. DVRT]	
Certificates and approvals (none available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC conformity, CE conformity, BDEW-MSRL / PGW / TR8*, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 (SC 800CP only) ⁷	
● Standard features ○ Optional features - Not available		
Type designation	SC 800CP-10	SC 850CP-10

Figura 32 Sunny Central 800CP XT (2)

- 1) At 1.05 $U_{dc,max}$ and $\cos \varphi = 1$
- 2) Further AC voltages, DC voltages and power classes can be configured (for more detailed information, see technical information "Innovations_CP" at www.SMA.de)
- 3) Efficiency measured without internal power supply
- 4) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 5) Self-consumption at rated operation
- 6) With complete dynamic grid support
- 7) Designed and type-tested in accordance with IEC 1547, serial tests optional available

Technical Data	Sunny Central 900CP XT	
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	1,010 kW	
Min. input voltage / max. input voltage	562 V / 1,000 V	
$U_{mp,max}$ at $1_{sun} < 1_{c,max}$	596 V	
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 50 Hz) ^{1,2}	722 to 850 V / 596 to 850 V	
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 60 Hz) ^{1,2}	722 to 850 V / 596 to 850 V	
Rated input voltage	722 V	
Max. input current	1,400 A	
Number of independent MPP inputs	1	
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)	
Output (AC)		
Rated power (@ 25°C) / nominal AC power (@ 50°C)	990 kVA / 900 kVA	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 365 to 465 V	
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 to 63 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V	
Max. output current / max. total harmonic distortion	1,411 A / 0.03	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency³		
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%	
Protective devices		
Input-side disconnection device	Motor-driven load/break switch / circuit breaker (Optiprotect)	
Output-side disconnection device	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Type I surge arrester	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection level III	
Stand-alone grid detector active / passive	● / -	
Grid monitoring	●	
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Surge arrester for auxiliary power supply	●	
Protection class (according to IEC 62102) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	
General data		
Dimensions (W / H / D)	2,562 / 2,272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)	
Weight in kg	1,900 kg / 4,200 lb	
Operating temperature range	-25 to +62°C / -13 to +144°F	
Noise emission ⁴	61 dB(A)	
Max. self-consumption (operation) ⁵ / self-consumption (night)	1,900 W / < 100 W	
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3 / N / PE)	
Cooling concept	OptiCool	
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 to 95%	
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4,000 m	● / ○	
Fresh air consumption (inverter)	3,000 m ³ /h	
Features		
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / screw terminal (Optiprotect) / ring terminal lug	
Display	HMI touch display	
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional)	
Communication with Sunny String-Monitor	RS485 / none (Optiprotect)	
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)	
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. DVRT)	
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC conformity, CE conformity, BDEW-MSR / PGW / TRR ⁶ , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3	
● Standard features ○ Optional features - Not available		
Type designation	SC 900CP10	

Figura 33 Sunny Central 800CP XT (3)

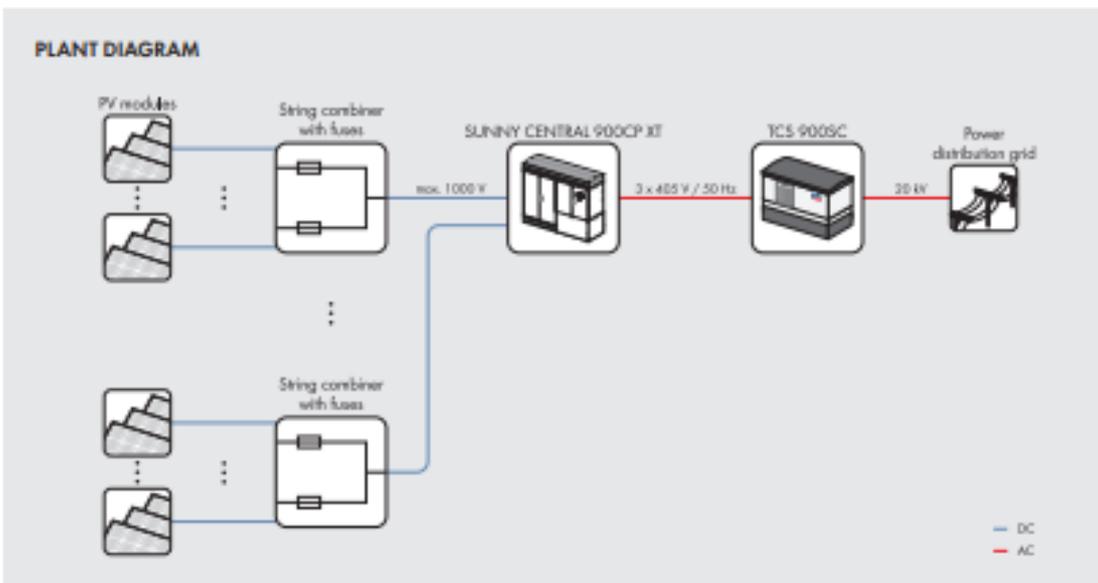
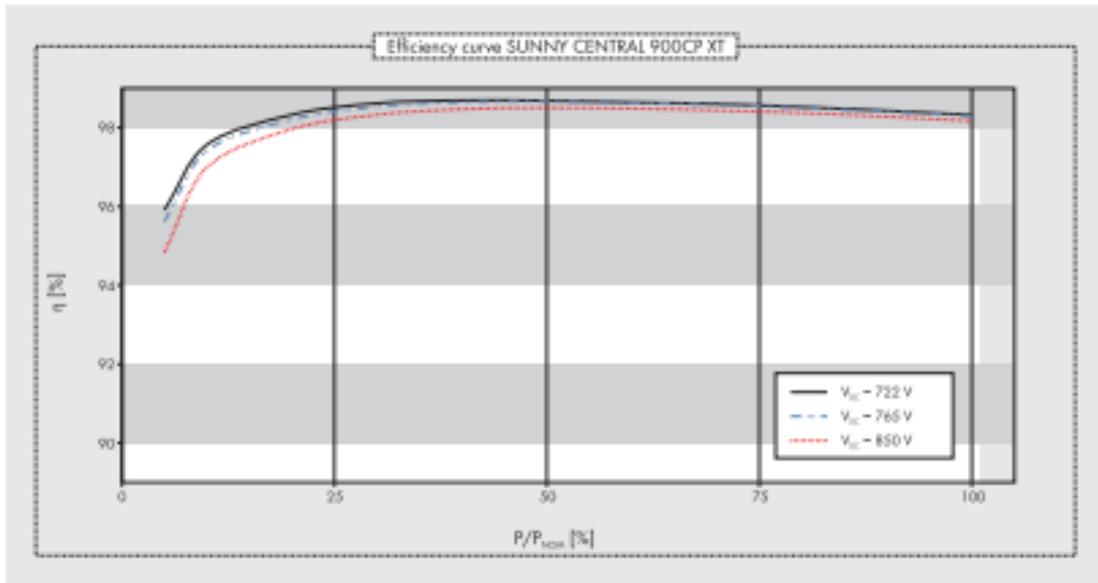


Figura 34 Sunny Central 800CP XT (4)

Inversor	SUNNY CENTRAL 800 CP XT
Pnom.out	800 kVA
Inputs	9 / 32 inputs
I _{max}	1400 A
VMP MAX INV	1000 V
VMP MIN INV	500 V

3.6.1 Inversor: Instalación mono-facial

Dimensionamiento en potencia:

$$SRAC = \frac{P_{stc}}{P_{inv}} \rightarrow P_{INV} = \frac{P_{stc}}{SRAC} = \frac{207,48 \text{ kW}}{1,1} = 188,62 \text{ kW}$$

Dimensionamiento en tensión:

$$N_{MÁX} = \frac{VMP \text{ MAX INV}}{VOC (-10^{\circ}C)} = \frac{1000}{56,88} = 17 \text{ paneles}$$

$$N_{MÁX} = \frac{VMP \text{ MIN INV}}{VMP (70^{\circ}C)} = \frac{500}{37,23} = 14 \text{ paneles}$$

El total de paneles que se pueden conectar al inversor resulta del producto de su número de entradas (32) y el número de paneles que se pueden conectar a cada una de ellas (17). El número total de paneles que se pueden conectar en el caso de la instalación con tecnología mono-facial es de 544 paneles. Como se ha calculado anteriormente, la instalación tendrá 456 paneles, por lo que con un inversor será suficiente para toda la instalación.

Dimensionamiento en corriente:

La corriente que pasa por la cadena será la misma que pasa por cada panel, y se deberá aplicar el coeficiente de seguridad:

$$I_{CAD\ MAX} = \frac{I_{PAN\ MAX}}{2} = \frac{10,75}{2} = 5,38\ A$$

Una vez se conoce la corriente, se calcula el número de cadenas que se pueden conectar al inversor:

$$N^{\circ}_{CAD\ MAX} = \frac{I_{INV\ MAX}}{I_{CAD\ MAX}} = \frac{1400}{5,38} = 260\ \text{cadenas}$$

3.6.2 Inversor: Instalación bifacial

Dimensionamiento en potencia:

$$SRAC = \frac{P_{stc}}{P_{inv}} \rightarrow P_{INV} = \frac{P_{stc}}{SRAC} = \frac{242,06\ kW}{1,1} = 220,06\ kW$$

Dimensionamiento en tensión:

$$N_{MÁX} = \frac{V_{MP\ MAX\ INV}}{V_{OC\ (-10^{\circ}C)}} = \frac{1000}{56,9} = 17\ \text{paneles}$$

$$N_{MÁX} = \frac{V_{MP\ MIN\ INV}}{V_{MP\ (70^{\circ}C)}} = \frac{500}{37,23} = 14\ \text{paneles}$$

El total de paneles que se pueden conectar al inversor resulta del producto de su número de entradas (32) y el número de paneles que se pueden conectar a cada una de ellas (17). El

número total de paneles que se pueden conectar en el caso de la instalación con tecnología mono-facial es de 544 paneles. Como se ha calculado anteriormente, la instalación tendrá 532 paneles, por lo que con un inversor será suficiente para toda la instalación.

Dimensionamiento en corriente:

La corriente que pasa por la cadena será la misma que pasa por cada panel, y se deberá aplicar el coeficiente de seguridad:

$$I_{CAD\ MAX} = \frac{I_{PAN\ MAX}}{2} = \frac{12,3}{2} = 6,15\ A$$

Una vez se conoce la corriente, se calcula el número de cadenas que se pueden conectar al inversor:

$$N^{\circ}_{CAD\ MAX} = \frac{I_{INV\ MAX}}{I_{CAD\ MAX}} = \frac{1400}{6,15} = 227\ cadenas$$

3.7. CABLEADO SOLAR DE LA INSTALACIÓN

Otro aspecto importante es el dimensionamiento del cableado de la planta. Se hará individualmente para cada cadena de paneles fotovoltaicos. Se ha optado por elegir el cableado solar.

Los cableados solares están diseñados específicamente para este tipo de instalaciones. Compuestos por un conductor de cobre electrolítico estañado para asegurar su conductividad, resistencia a la intemperie, incidencia de rayos ultravioleta y temperaturas ambiente extremas.

Este tipo de cableado mejora el rendimiento de la instalación, principalmente por su menor degradación con el paso del tiempo. Además, no supone un sobre coste excesivo respecto al cableado convencional, ya que se compensa con la vida útil de estos.

Para calcular la sección de este tipo cables se usará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{K_{cu} \times cdt(\%)} \quad (8)$$

- S = sección del cable (mm²)
- L = longitud de cable (m)
- I = corriente (A)
- K_{cu} = conductividad del cobre $58 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$
- cdt (%) = caída de tensión admisible, en porcentaje del 1%.

3.7.1 Cableado: Instalación mono-facial

Los datos necesarios están en la hoja de datos de la módulo fotovoltaica.

ELECTRICAL DATA STC*						
CS3Y	435P	440P	445P	450P	455P	460P
Nominal Max. Power (P _{max})	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W	460 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	41.8 V	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	10.41 A	10.48 A	10.55 A	10.62 A	10.69 A	10.75 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	51.0 V	51.2 V	51.4 V	51.6 V	51.8 V	52.0 V
Short Circuit Current (I _{sc})	11.13 A	11.18 A	11.23 A	11.28 A	11.33 A	11.38 A
Module Efficiency	18.4%	18.6%	18.9%	19.1%	19.3%	19.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Figura 35 Datos para las Condiciones Estandar de Medida (mono-facial)

Para las CEM (STC en inglés):

Módulo mono-facial (455 W)	
I_{mp}	10,75 A
V_{mp}	42,8 V

- Longitud de cables:
 - Planos:

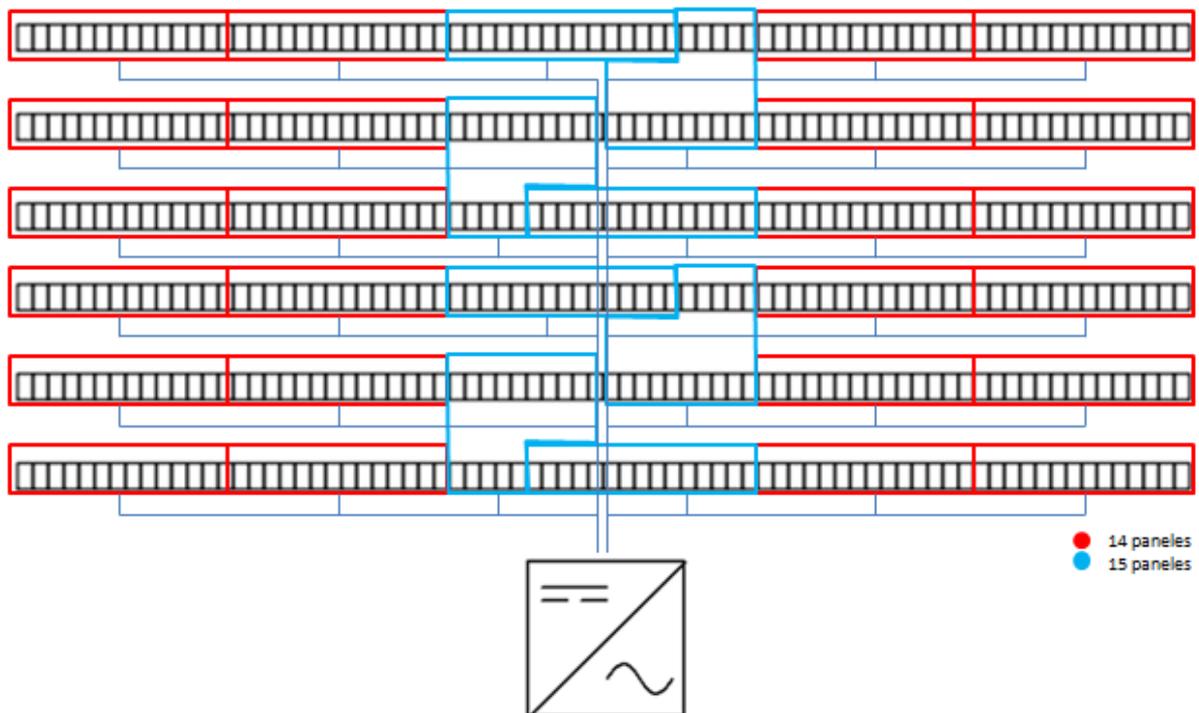


Figura 36 Distribución cableado instalación mono-facial

- Cálculos de longitud

La división de la instalación en grupos de paneles será de veinticuatro grupos de 14 paneles y ocho grupos de 15 paneles.

La longitud del cable para cada conjunto de paneles será la suma de las longitudes de cada panel en el eje horizontal, teniendo en cuenta que no hay

separación entre ellos y que su longitud en esa dirección es de 1,048 m, hasta llegar al eje vertical central, que será donde se agrupen todos los cables para llegar al inversor. La distancia al inversor se sumará a la distancia anterior y dependerá de las distancias que hay entre cada fila de paneles, en el caso mono-facial es: 6,14 m.

Cable	Cálculos	Longitud (m)
1	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 5x6,14 + 5$	80
2	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 5x6,14 + 5$	65
3	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 4x6,14 + 5$	75
4	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 4x6,14 + 5$	60
5	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 3x6,14 + 5$	65
6	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 3x6,14 + 5$	50
7	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 2x6,14 + 5$	60
8	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 2x6,14 + 5$	45
9	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 6,14 + 5$	55
10	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 6,14 + 5$	40
11	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 5$	50
12	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 5$	35
13	$L = 15x1,048 + 5x6,14 + 5$	55
14	$L = 5x1,048 + 10x1,048 + 6,14 + 4x6,14 + 5$	55
15	$L = 10x1,048 + 6,14 + 5x1,048 + 3x6,14 + 5$	50
16	$L = 15x1,048 + 3x6,14 + 5$	45
17	$L = 15x1,048 + 2x6,14 + 5$	40
18	$L = 5x1,048 + 10x1,048 + 2x6,14 + 5$	40
19	$L = 10x1,048 + 6,14 + 5x1,048 + 5$	30
20	$L = 15x1,048 + 5$	25
21	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 5x6,14 + 5$	80
22	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 5x6,14 + 5$	65
23	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 4x6,14 + 5$	75
24	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 4x6,14 + 5$	60
25	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 3x6,14 + 5$	65
26	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 3x6,14 + 5$	50
27	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 2x6,14 + 5$	60
28	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 2x6,14 + 5$	45
29	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 6,14 + 5$	55
30	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 6,14 + 5$	40
31	$L = 2x(14x1,048) + 10x1,048 + 5$	50
32	$L = 14x1,048 + 10x1,048 + 5$	35

Longitud (m)	Intensidad (A)	K_{ca} (mΩ·mm ²)	Tensión (V)	cdt 1%	Sección (mm)	Sección Normalizada (mm)
80	10,75	58	599,2	5,992	4,95	6
65	10,75	58	599,2	5,992	4,02	6
75	10,75	58	599,2	5,992	4,64	6
60	10,75	58	599,2	5,992	3,71	4
65	10,75	58	599,2	5,992	4,02	6
50	10,75	58	599,2	5,992	3,09	4
60	10,75	58	599,2	5,992	3,71	4
45	10,75	58	599,2	5,992	2,78	4
55	10,75	58	599,2	5,992	3,4	4
40	10,75	58	599,2	5,992	2,47	2,5
50	10,75	58	599,2	5,992	3,09	4
35	10,75	58	599,2	5,992	2,17	2,5
55	10,75	58	642	6,42	3,18	4
55	10,75	58	642	6,42	3,18	4
50	10,75	58	642	6,42	2,89	4
45	10,75	58	642	6,42	2,6	4
40	10,75	58	642	6,42	2,31	2,5
40	10,75	58	642	6,42	2,31	2,5
30	10,75	58	642	6,42	1,73	2,5
25	10,75	58	642	6,42	1,44	1,5
80	10,75	58	599,2	5,992	4,95	6
65	10,75	58	599,2	5,992	4,02	6
75	10,75	58	599,2	5,992	4,64	6
60	10,75	58	599,2	5,992	3,71	4
65	10,75	58	599,2	5,992	4,02	6
50	10,75	58	599,2	5,992	3,09	4
60	10,75	58	599,2	5,992	3,71	4
45	10,75	58	599,2	5,992	2,78	4
55	10,75	58	599,2	5,992	3,4	4
40	10,75	58	599,2	5,992	2,47	2,5
50	10,75	58	599,2	5,992	3,09	4
35	10,75	58	599,2	5,992	2,17	2,5

Figura 37 Resultados para las secciones de los cables (Instalación mono-facial)

3.7.1 Cableado: Instalación bifacial

Los datos necesarios están en la hoja de datos del módulo fotovoltaico.

ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3Y-430PB-AG		430 W	41.6 V	10.34 A	50.8 V	11.08 A	18.2%
Bifacial Gain**	5%	452 W	41.6 V	10.87 A	50.8 V	11.63 A	19.1%
	10%	473 W	41.6 V	11.37 A	50.8 V	12.19 A	20.0%
	20%	516 W	41.6 V	12.41 A	50.8 V	13.30 A	21.8%
CS3Y-435PB-AG		435 W	41.8 V	10.41 A	51.0 V	11.13 A	18.4%
Bifacial Gain**	5%	457 W	41.8 V	10.94 A	51.0 V	11.69 A	19.3%
	10%	479 W	41.8 V	11.46 A	51.0 V	12.24 A	20.2%
	20%	522 W	41.8 V	12.49 A	51.0 V	13.36 A	22.0%
CS3Y-440PB-AG		440 W	42.0 V	10.48 A	51.2 V	11.18 A	18.6%
Bifacial Gain**	5%	462 W	42.0 V	11.00 A	51.2 V	11.74 A	19.5%
	10%	484 W	42.0 V	11.53 A	51.2 V	12.30 A	20.4%
	20%	528 W	42.0 V	12.58 A	51.2 V	13.42 A	22.3%
CS3Y-445PB-AG		445 W	42.2 V	10.55 A	51.4 V	11.23 A	18.8%
Bifacial Gain**	5%	467 W	42.2 V	11.08 A	51.4 V	11.79 A	19.7%
	10%	490 W	42.2 V	11.62 A	51.4 V	12.35 A	20.7%
	20%	534 W	42.2 V	12.66 A	51.4 V	13.48 A	22.5%
CS3Y-450PB-AG		450 W	42.4 V	10.62 A	51.6 V	11.28 A	19.0%
Bifacial Gain**	5%	473 W	42.4 V	11.16 A	51.6 V	11.84 A	20.0%
	10%	495 W	42.4 V	11.68 A	51.6 V	12.41 A	20.9%
	20%	540 W	42.4 V	12.74 A	51.6 V	13.54 A	22.8%
CS3Y-455PB-AG		455 W	42.6 V	10.69 A	51.8 V	11.33 A	19.2%
Bifacial Gain**	5%	478 W	42.6 V	11.22 A	51.8 V	11.90 A	20.2%
	10%	501 W	42.6 V	11.77 A	51.8 V	12.46 A	21.2%
	20%	546 W	42.6 V	12.83 A	51.8 V	13.60 A	23.1%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Figura 38 Datos para las Condiciones Estandar de Medida (bifacial)

Para las CEM (STC en inglés):

Módulo bi-facial (455 W ; BG: 15%)	
Imp	12,3 A
Vmp	42,6 V

- Longitud de cables:
 - Planos:

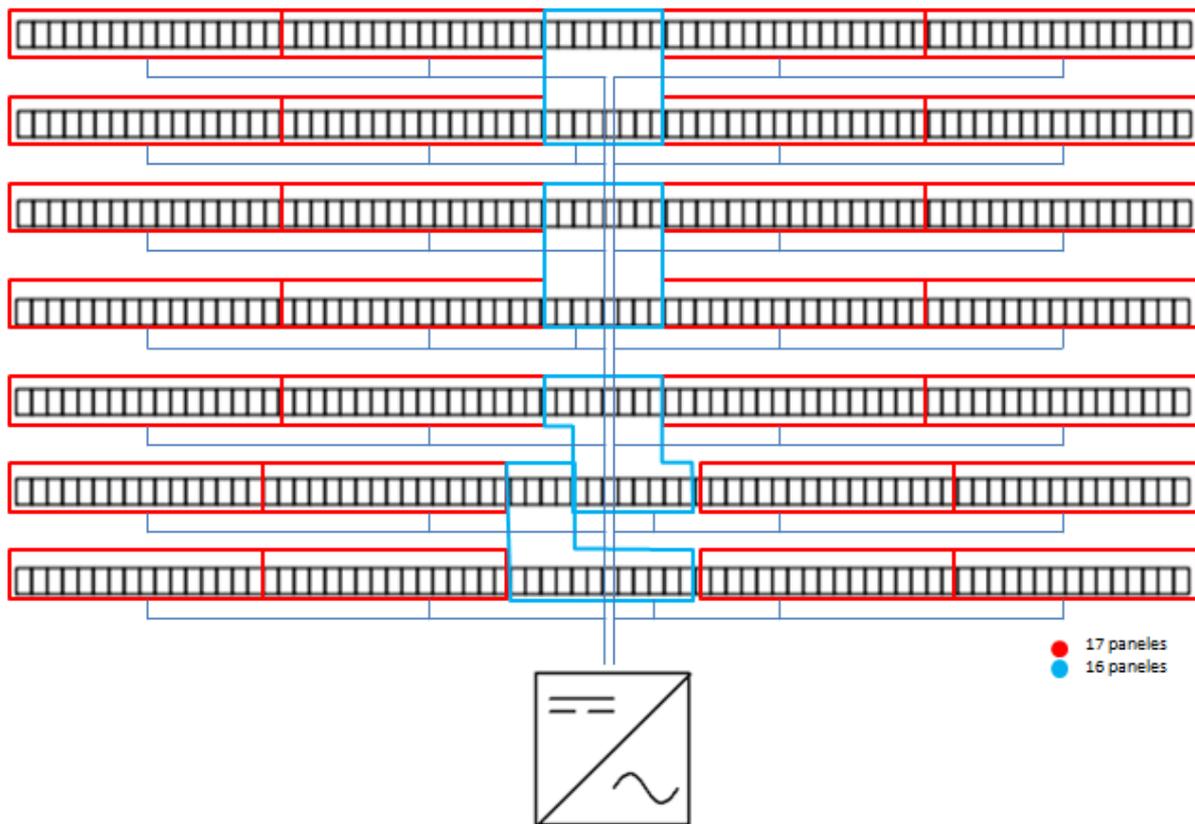


Figura 39 Distribución cableado instalación bifacial

- Cálculos de longitud

La división de la instalación en grupos de paneles será de veinte grupos de 17 paneles y doce grupos de 16 paneles.

La longitud del cable para cada grupo de paneles será la suma de las longitudes de cada panel en el eje horizontal, teniendo en cuenta que no hay separación entre ellos y que su longitud en esa dirección es de 1,048 m, hasta llegar al eje vertical central, que será donde se agrupen todos los cables para llegar al inversor. La distancia al inversor se sumará a la distancia anterior y dependerá de las distancias que hay entre cada fila de paneles, en el caso bifacial es: 5,65 m.

Cable	Cálculos	Longitud (m)
1	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+6x5,65+5$	80
2	$L= 17x1,048+4x1,048+6x5,65+5$	65
3	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+5x5,65+5$	75
4	$L= 17x1,048+4x1,048+5x5,65+5$	60
5	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+4x5,65+5$	70
6	$L= 17x1,048+4x1,048+4x5,65+5$	55
7	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+3x5,65+5$	65
8	$L= 17x1,048+4x1,048+3x5,65+5$	50
9	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+2x5,65+5$	60
10	$L= 17x1,048+4x1,048+2x5,65+5$	45
11	$L= 2x(16x1,048)+6x1,048+5,65+5$	55
12	$L= 16x1,048+6x1,048+5,65+5$	40
13	$L= 2x(16x1,048)+6x1,048+5$	50
14	$L= 16x1,048+6x1,048+5$	35
15	$L= 8x1,048+5,65+8x1,048+5x5,65+5$	60
16	$L= 8x1,048+5,65+8x1,048+3x5,65+5$	50
17	$L= 8x1,048+5,65+8x1,048+5,65+5$	40
18	$L= 4x1,048+5,65+12x1,048+5$	30
19	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+6x5,65+5$	80
20	$L= 17x1,048+4x1,048+6x5,65+5$	65
21	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+5x5,65+5$	75
22	$L= 17x1,048+4x1,048+5x5,65+5$	60
23	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+4x5,65+5$	70
24	$L= 17x1,048+4x1,048+4x5,65+5$	55
25	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+3x5,65+5$	65
26	$L= 17x1,048+4x1,048+3x5,65+5$	50
27	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+2x5,65+5$	60
28	$L= 17x1,048+4x1,048+2x5,65+5$	45
29	$L= 2x(16x1,048)+6x1,048+5,65+5$	55
30	$L= 17x1,048+4x1,048+5,65+5$	40
31	$L= 2x(16x1,048)+6x1,048+5$	50
32	$L= 2x(17x1,048)+4x1,048+6x5,65+5$	35

Cable	Longitud (m)	Intensidad (A)	K_{ca} (m Ω -mm ²)	Tensión (V)	cdt 1%	Sección (mm)	Sección Normalizada (mm)
1	80	12,3	58	724,2	7,242	4,69	6
2	65	12,3	58	724,2	7,242	3,81	4
3	75	12,3	58	724,2	7,242	4,39	6
4	60	12,3	58	724,2	7,242	3,51	4
5	70	12,3	58	724,2	7,242	4,1	6
6	55	12,3	58	724,2	7,242	3,22	4
7	65	12,3	58	724,2	7,242	3,81	4
8	50	12,3	58	724,2	7,242	2,93	4
9	60	12,3	58	724,2	7,242	3,51	4
10	45	12,3	58	724,2	7,242	2,64	4
11	55	12,3	58	681,6	6,816	3,42	4
12	40	12,3	58	681,6	6,816	2,49	2,5
13	50	12,3	58	681,6	6,816	3,11	4
14	35	12,3	58	681,6	6,816	2,18	2,5
15	60	12,3	58	681,6	6,816	3,73	4
16	50	12,3	58	681,6	6,816	3,11	4
17	40	12,3	58	681,6	6,816	2,49	2,5
18	30	12,3	58	681,6	6,816	1,87	2,5
19	80	12,3	58	724,2	7,242	4,69	6
20	65	12,3	58	724,2	7,242	3,81	4
21	75	12,3	58	724,2	7,242	4,39	6
22	60	12,3	58	724,2	7,242	3,51	4
23	70	12,3	58	724,2	7,242	4,1	6
24	55	12,3	58	724,2	7,242	3,22	4
25	65	12,3	58	724,2	7,242	3,81	4
26	50	12,3	58	724,2	7,242	2,93	4
27	60	12,3	58	724,2	7,242	3,51	4
28	45	12,3	58	724,2	7,242	2,64	4
29	55	12,3	58	681,6	6,816	3,42	4
30	40	12,3	58	681,6	6,816	2,49	2,5
31	50	12,3	58	681,6	6,816	3,11	4
32	35	12,3	58	681,6	6,816	2,18	2,5

Figura 40 Resultados para las secciones de los cables (Instalación bifacial)

3.8. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

La puesta a tierra es una medida de seguridad, en la que el objetivo es limitar la tensión que presentan las masas eléctricas respecto a tierra, asegurar la actuación de las protecciones, y reducir el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado. Estas masas eléctricas se conectan a un punto de resistencia muy baja, para que la corriente vaya por el camino que ofrezca menos resistencia en caso de un mal funcionamiento. La puesta a tierra mejorará la fiabilidad del equipo, y reducirá la probabilidad de sufrir daños debido a rayos o corrientes de derivación.

En caso de protección a humanos, si se toca una masa eléctrica, al presentar alta resistencia el cuerpo humano y pequeña resistencia el conductor a tierra, la corriente no atravesará el cuerpo.

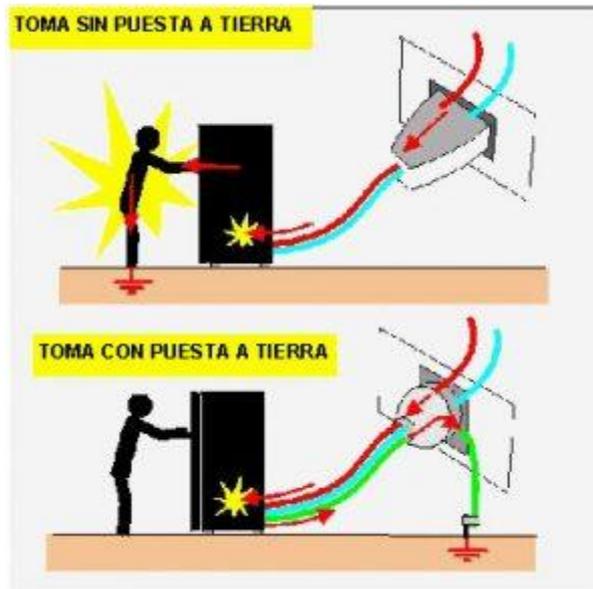


Figura 41 Diferencia entre toma sin puesta a tierra y toma con puesta a tierra

Normativa española respecto a puesta de tierra en instalaciones fotovoltaicas:

UNE-EN 61173:1998 según la cual se podrán adoptar cualquiera de los tres métodos siguientes:

- Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes y cubiertas de los equipos, etc) y del sistema. La puesta a tierra del sistema se consigue conectando un conductor eléctrico en tensión a la tierra del equipo, y puede ser importante porque puede servir para estabilizar la tensión del sistema respecto a tierra durante la operación normal del sistema; también puede mejorar la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en caso de fallo.
- Punto central del sistema y equipos electrónicos conectados a una tierra común.

La puesta a tierra se suele hacer en forma de picas enterradas en el suelo, pero también en otras maneras:

Electrodo de puesta a tierra simple



Figura 42 Electrodo de puesta a tierra simple

La resistencia de puesta a tierra no puede ser mayor de 180 ohmios, y resistencia aportada por cada pica viene dada por la expresión:

$$S = \frac{\rho}{L} \quad (9)$$

Siendo ρ la resistividad del terreno y L la longitud de la pica.

Naturaleza terreno	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos pantanosos	± 3 a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíce	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5000
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1500 a 10000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Figura 43 Resistividad según el terreno

La resistividad del suelo es $\rho=300 \Omega m$, y la longitud de la pica es de 1,5 m.

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{300}{1.5} = 200 \Omega$$

Como se va utilizar un sistema de 4 picas:

$$R_{4p} = \frac{1}{4 \times \frac{1}{R_p}} = \frac{200}{4} = 50 \Omega$$

Además, conocemos que el perímetro que forma el conductor que une las cuatro picas, luego la resistencia asociada al conductor será de:

$$R_{cond} = \frac{2x\rho}{l} = \frac{2x300}{240} = 2,5 \Omega$$

La resistencia de tierra resultará del paralelo entre la resistencia de las picas y la del conductor:

$$R_{tierra} = \frac{1}{\frac{1}{R_{4p}} + \frac{1}{R_{cond}}} = \frac{50x2,5}{50 + 2,5} = 16,66 \Omega$$

La resistencia de la puesta a tierra es considerablemente menor que el valor máximo establecido de 180 Ω .

3.9. SISTEMA DE SEGURIDAD DE LA INSTALACIÓN

El sistema de seguridad consistiría en un sistema anti-intrusión, el cual se basa en control, detección y aviso.

En este caso el fabricante del sistema anti-intrusión sería Honeywell, uno de los líderes del mercado en sistemas de alarmas de seguridad para los mercados industrial y comercial.

El sistema estará formado por sensores detectores de infrarrojo pasivo, en concreto el modelo IR8M.



Figura 44 Honeywell IR8M

IR8M

Sensor por infrarrojos vía radio

- Detector infrarrojo pasivo
- Alcance : 11 m x 12 m
- Alimentación : 1 batería LI03V (suministrada)
- Tamper : apertura y montaje a pared
- Dimensiones : 112 X 60 X 40 mm
- Compatible con los sistemas Domonial, Vista y Galaxy
- Duración de la batería: 5 años
- Modo de prueba automático 10 minutos con LED activo.
- Doble compensación de temperatura con adaptación automática de umbral.
- Ángulo cero
- Cámara trasera sellada
- Carcasa biselada
- Contador de pulsos y sensibilidad seleccionables
- Comunicación vía radio (RF) bidireccional
- Certificado EN50131-2-2:2008 Grado 2 Clase Ambiental II

Figura 45 Datos Honeywell IR8M

3.10. REFERENCIAS

[11] ¿Cuál es la mejor dirección para orientar los paneles solares?

[12] Energías renovables. Jesús Mirapeix.

[13] ¿Qué cable es el adecuado para las instalaciones solares?

[14] Proyecto: Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el centro de astronomía de La Palma del instituto astrofísico de Canatias, Breña Baja, La Palma

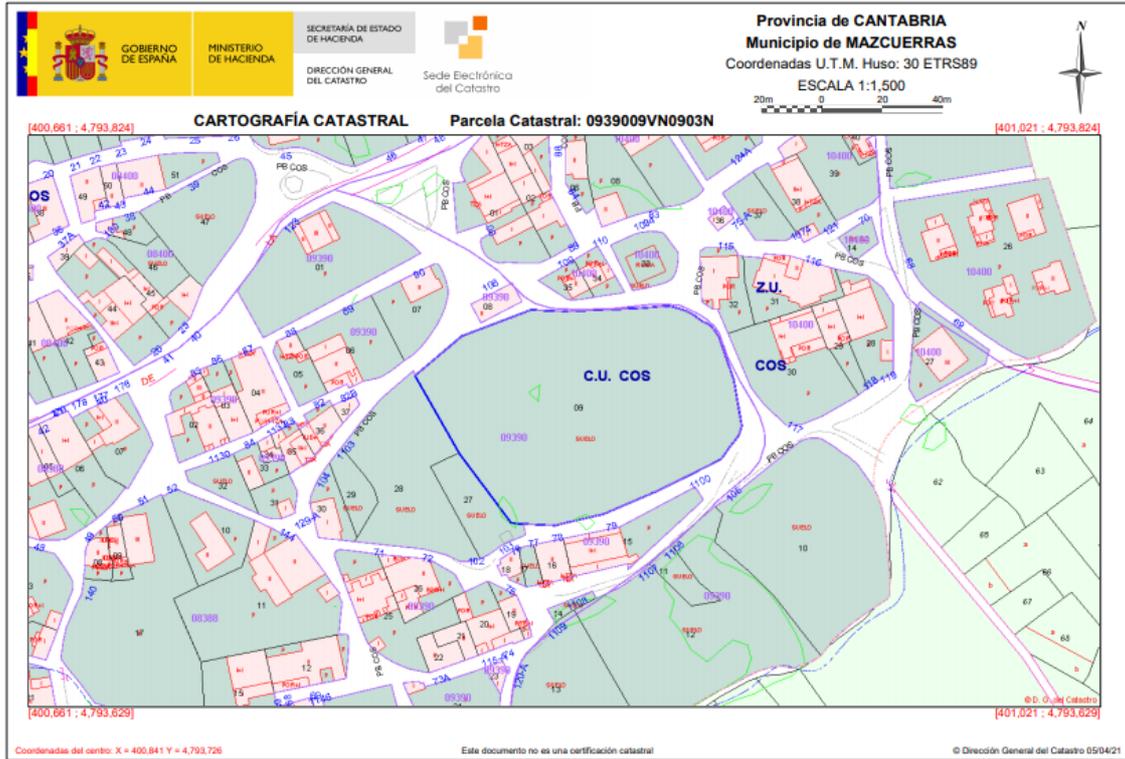
4. PLANOS DE LA INSTALACIÓN



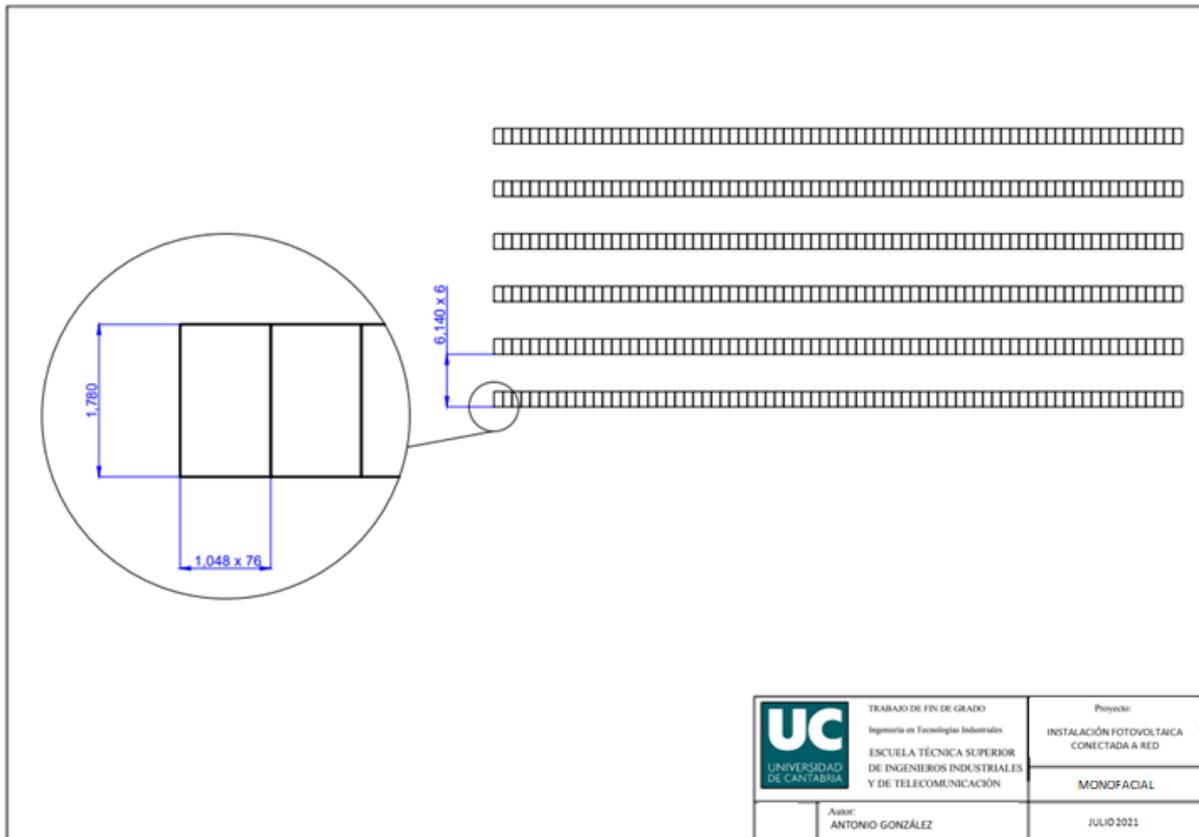
Plano 1 Situación de Cos en España



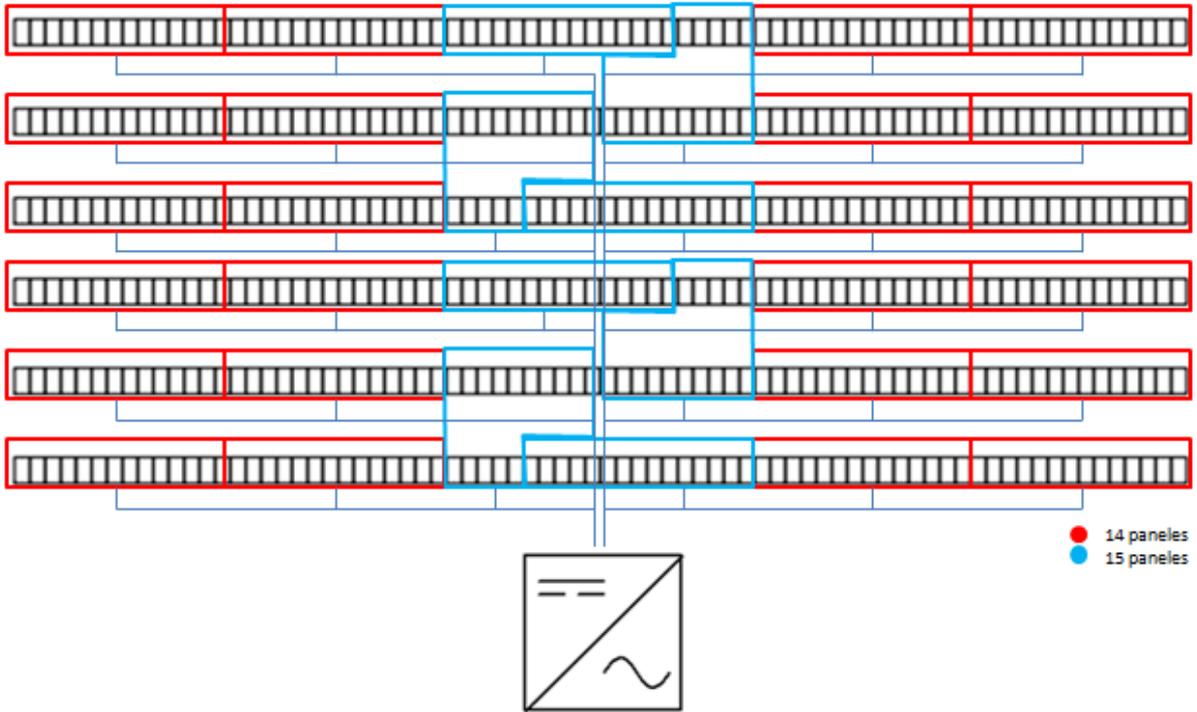
Plano 2 Vista de Google Maps



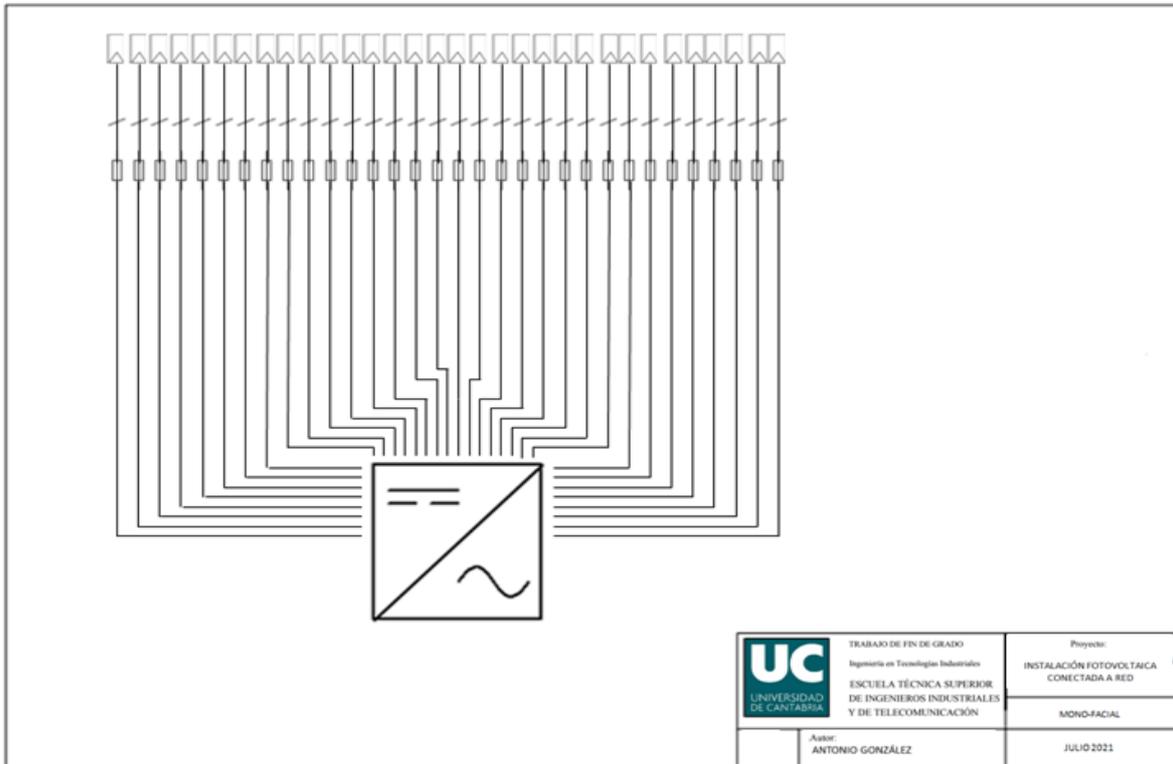
Plano 3 Cartografía catastral



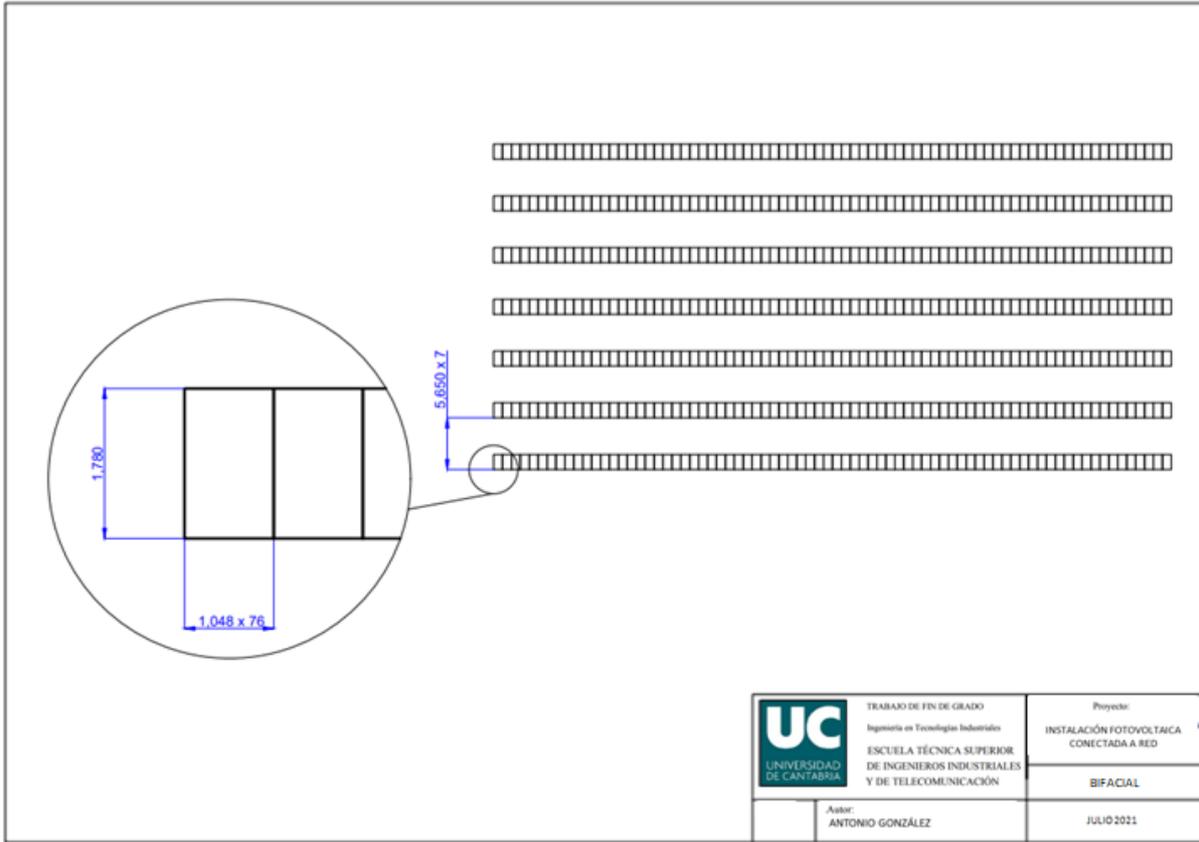
Plano 4 Planta instalación mono-facial



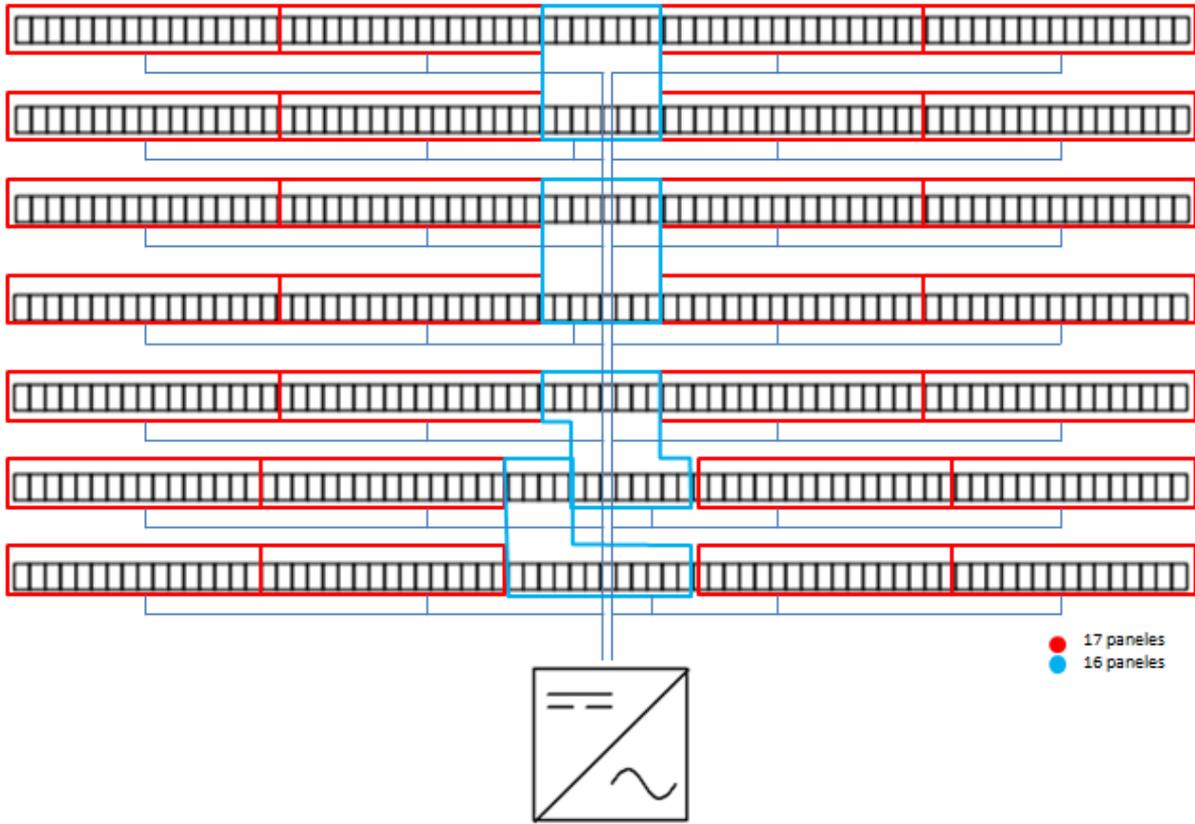
Esquema 1 Instalación mono-facial



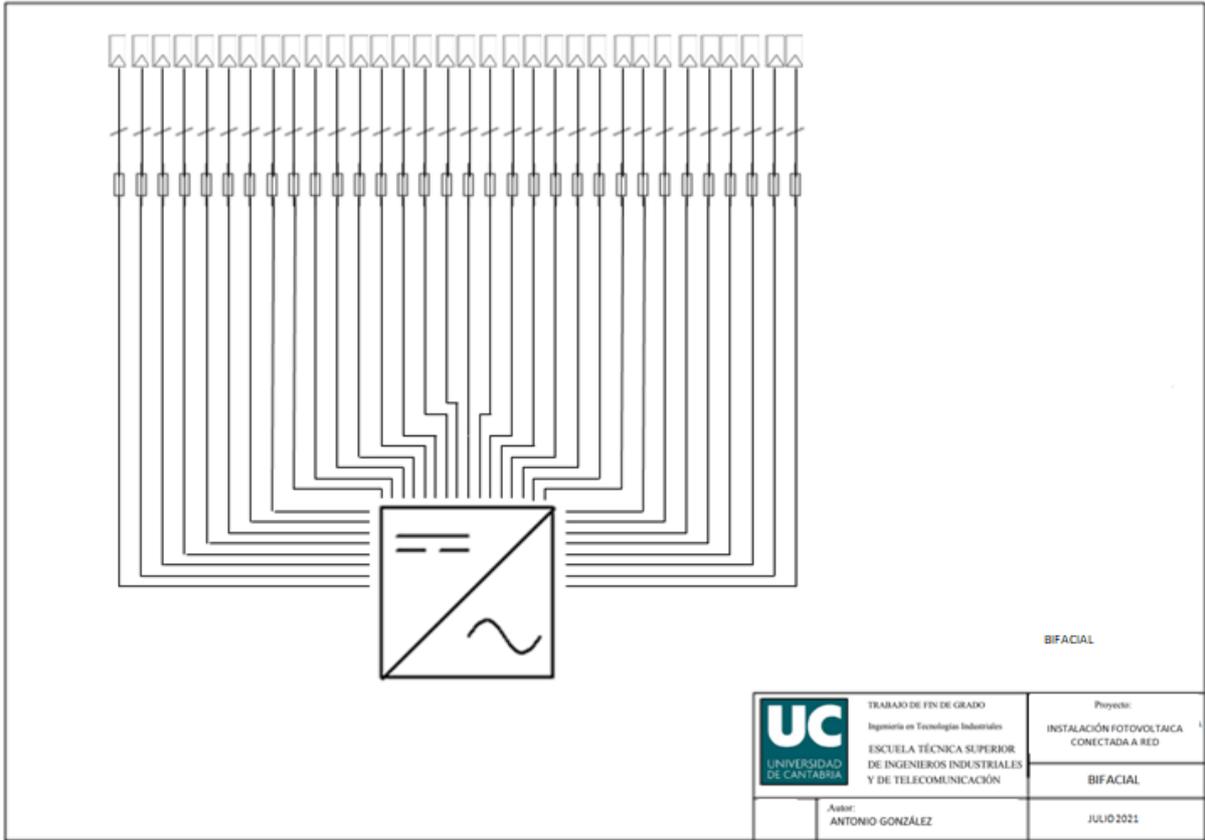
Esquema unifilar 1 Instalación Mono-facial



Plano 5 Planta instalación bifacial



Esquema 2 Instalación bifacial



Esquema unifilar 2 Instalación Bifacial

5. PRESUPUESTO

5.1. PANELES SOLARES

5.1.1 Paneles solares para instalación mono-facial

Los paneles que se van a instalar serán el modelo HiKu5 Poly PERC 455 W de Canadian Solar. El precio unitario por panel solar es 220 €, y en la instalación mono-facial hay 456 paneles solares, por lo que el precio total es de 100.320 €.



Figura 46 Canadian Solar mono-facial

5.1.2 Paneles solares para instalación bifacial

Los paneles solares que se van a instalar serán el modelo BiHiKu5 Poly PERC 455 W de Canadian Solar. El precio unitario por panel solar es 240 €, y en la instalación bifacial hay 532 paneles solares, por lo que el precio total es 127.860€.

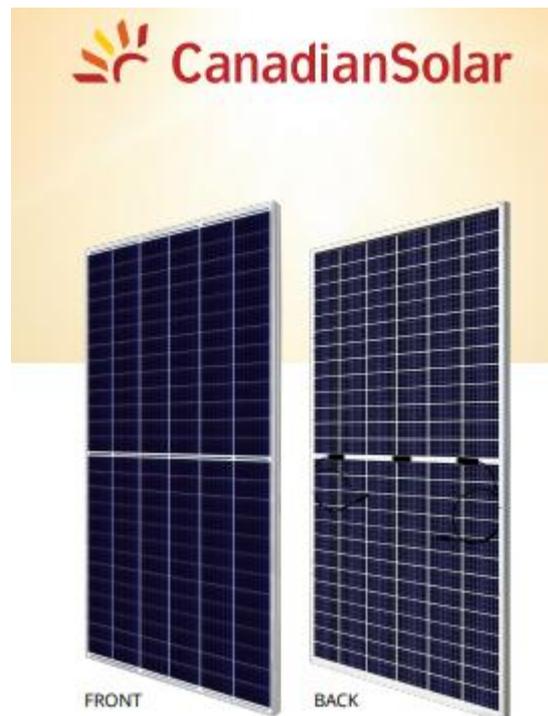


Figura 47 Canadian Solar bifacial

5.2. INVERSOR SOLAR

El inversor solar que se ha seleccionado para ambas instalaciones es el Sunny Central 800CP XT, cuyo valor en el mercado ronda los 100.000€. En esta instalación sólo se utilizará un inversor.

5.3. ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura metálica será comprada al fabricante Ennova, se ha decidido optar por una estructura de hormigón, siendo lo ideal para superficies planas como es el caso presente.

Una estructura de 20 paneles cuesta 3000€, por lo que el precio asciende a:

Caso mono-facial → 68000€

Caso bifacial → 79000€



Figura 48 Estructura soporte de los paneles solares

5.4. CONTADORES, INTERRUPTOR GENERAL AUTOMÁTICO Y FUSIBLE

El fabricante en este caso es Schneider Electric, uno de los grandes fabricantes de equipos electrónicos industriales.

El precio ascendería a 890€.

5.5. CUADRO DE PROTECCIONES (AC y DC)

El precio del cuadro de protecciones sería de 400€.



Figura 49 Cuadro de protecciones

5.6. CABLEADO

El precio del cable solar por metro es aproximadamente de 0,3 €. Extrapolándolo a las longitudes que tenemos en el cableado:

En la instalación mono-facial: El precio total ascendería a 509€, sumando los tramos de las cuatro diferentes secciones.

En la instalación bifacial: El precio total ascendería a 537€, sumando los tramos de las tres diferentes secciones.

5.7. TERRENO

El terreno ubicado en Cos (Cantabria) tendrá un precio de 300.000 €.



Figura 50 Croquis Terreno catastro

5.8. OBRA CIVIL

El precio de la obra civil varía en función de los MWp de la instalación fotovoltaica. El precio será de 50.000 € para 1 MWp, en el caso del presente proyecto el precio se quedaría en:

Caso mono-facial: 10.374€

Caso bifacial: 12.103€

5.9. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El precio de la instalación eléctrica varía en función de los MWp de la instalación fotovoltaica. El precio será de 70.000 € para 1 MWp, en el caso del presente proyecto el precio se quedaría en:

Caso mono-facial: 14.523€

Caso bifacial: 16.944€

5.10. SISTEMA DE SEGURIDAD

El sistema de seguridad anti-intrusión será comprado a Honeywell, uno de los líderes en este sector, y el modelo será el IR8M. El perímetro a cubrir son 400 metros, para lo que se necesitarán 40 detectores según su hoja de datos.

El precio unitario es de 100€, por lo que el precio total del sistema de seguridad será de 4000€.



Figura 51 Sistema de seguridad Honeywell IR8M

5.11. MANTENIMIENTO ANUAL

El mantenimiento de los paneles solares se basa en utilizar agua y jabón, y a continuación aclararlo para limpiar la superficie. No se deberá utilizar productos que puedan ser abrasivos para los paneles. El precio del mantenimiento anual es de 996€/100 kW.

La instalación mono-facial genera 207,48 kW, por lo que el precio total será de: 2066,5 €.

La instalación bifacial genera 242,06 kW, por lo que el precio total será de: 2410,92 €.

5.12. RESUMEN DEL PRESUPUESTO PARA AMBAS INSTALACIONES

5.12.1 Instalación mono-facial

NOMBRE CLAVE	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO
Placa solar -Canadian Solar	HiKu5 Poly PERC 455 W	456	100.320 €
Inversor solar	Sunny Central 800cp xt	1	100.000 €
Estructura soporte		456	68.000 €
Contadores, interruptor general automático y fusible			890 €
Cuadro de protecciones DC y AC			400 €
Cableado	1,5 mm	25 m	7,50 €
Cableado	2,5 mm	260 m	78 €
Cableado	4 mm	845 m	253 €
Cableado	6 mm	570 m	170 €
Mano de obra y pequeños materiales para la instalación			700 €
Terreno de la ubicación			300.000 €
Obra civil			10.374 €
Instalación eléctrica			14.523 €
Sistema de seguridad	IR8M	40	4.000 €
Legalización y boletín			400 €
Mantenimiento anual			2066.5 €
PRECIO TOTAL			600.116 €

Figura 52 Presupuesto para instalación mono-facial

El importe total del presente proyecto, en el caso mono-facial, asciende a la cantidad de SEISCIENTOS MIL CIENTO DICISEIS euros.

5.12.2 Instalación bifacial

NOMBRE CLAVE	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO
Placa solar -Canadian Solar	HiKu5 Poly PERC 455 W	532	127.680 €
Inversor solar	Sunny Central 800cp xt	1	100.000 €
Estructura soporte		456	79.000 €
Contadores, interruptor general automático y fusible			890 €
Cuadro de protecciones DC y AC			400 €
Cableado	2,5 mm	220 m	66 €
Cableado	4 mm	1120 m	336 €
Cableado	6 mm	450 m	135 €
Mano de obra y pequeños materiales para la instalación			700 €
Terreno de la ubicación			300.000 €
Obra civil			12.103 €
Instalación eléctrica			16.944 €
Sistema de seguridad	IR8M	40	4.000 €
Legalización y boletín			400 €
Mantenimiento anual			2410,92
PRECIO TOTAL			645.065 €

Figura 53 Presupuesto para instalación bifacial

El importe total del presente proyecto en el caso bifacial, asciende a la cantidad de SEISCIENTOS CUARENTA Y CINCO MIL SESENTA Y CINCO euros.

5.13. PERÍODO DE AMORTIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

El período de amortización de las instalaciones se calculará a partir de la energía que se produce en un año y el precio al que se vendería dicha energía.

Se ha decidido marcar el mismo precio de venta para ambas instalaciones. El valor se medirá en €/MWh. Este valor fluctúa mucho, por lo que según en qué sitio web se compruebe saldrá diferente valor, en algunos sitios son 50 €/MWh, en otros 80€/MWh, etc. Además, depende también de las características de la instalación que lo produzca. En este caso, para simplificar los cálculos se ha decidido tomar un precio de venta de 100€/MWh a lo largo de todo el tiempo que la instalación éste en uso.

Otra de las partes importantes es conocer las características del panel que nos facilita el fabricante:

En el caso del panel mono-facial nos asegura 25 años de comportamiento lineal en potencia, siendo la degradación del año 1 un 2% en el peor de los casos y, a partir de entonces, no será superior a 0,55% al año.

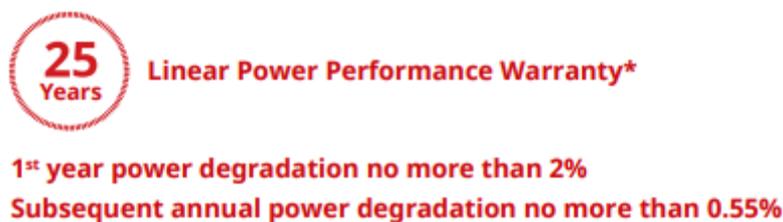


Figura 54 Características de degradación del panel mono-facial

En el caso del panel bifacial nos asegura 30 años de comportamiento lineal en potencia, con una degradación del 2% en el peor de los casos y, a partir de entonces, una degradación no superior a 0,45%.

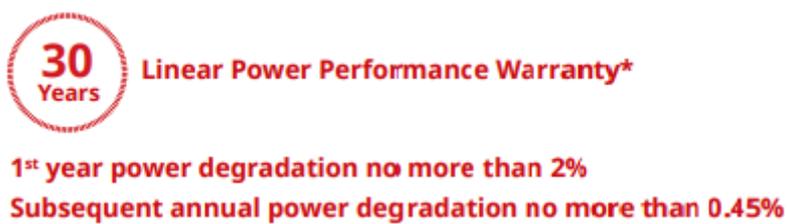


Figura 55 Características de degradación del panel bifacial

Estas características han de tenerse en cuenta a la hora de calcular la energía que el panel genera. La energía se calculará para cada período en función de los datos tomados en PVGIS y de la potencia de pico de la instalación.

A continuación, se muestra su periodo de amortización y su beneficio a 30 años.

Para el caso mono-facial:

El período de amortización será de 23 años, en los que se habrá compensado el presupuesto de la instalación de 600.116€.

El beneficio en 30 años, considerando durante 5 años más las características dadas por el fabricante, será de 226.961,47€, lo que significaría una ganancia anual durante 30 años de más de 7.500€.

En la figura siguiente se observa el cálculo que se ha realizado para estimar el período de amortización y el beneficio en 30 años.

Período	IRRADIACIÓN (kWh/m ²)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	€/MWh	Beneficio a 30 años
Enero	71,99	71,99	14,94	100	40.830,67 €
Febrero	89,7	89,7	18,61	100	50.875,59 €
Marzo	112,15	112,15	23,27	100	63.608,58 €
Abril	138,47	138,47	28,73	100	78.536,33 €
Mayo	164,59	164,59	34,15	100	93.350,64 €
Junio	153,58	153,58	31,86	100	87.106,31 €
Julio	146,11	146,11	30,31	100	82.869,56 €
Agosto	176,23	176,23	36,56	100	99.952,83 €
Septiembre	154,55	154,55	32,07	100	87.656,28 €
Octubre	143,25	143,25	29,72	100	81.247,50 €
Noviembre	83,43	83,43	17,31	100	47.318,75 €
Diciembre	103,45	103,45	21,46	100	58.673,69 €
Anual	1537,5	1537,5	319	100	872.026,47 €
				Generado €	226.961,47 €

Figura 56 Amortización y beneficio en 30 años para la instalación con tecnología mono-facial

Para el caso bifacial:

El período de amortización será de 20 años, en los que se habrá compensado el presupuesto de la instalación de 645.065€.

El beneficio en 30 años, considerando las características dadas por el fabricante, será de 385.837,51€, lo que significaría una ganancia anual durante 30 años de casi 13.000€.

En la figura siguiente se observa el cálculo que se ha realizado para estimar el período de amortización y el beneficio en 30 años.

Período	IRRADIACIÓN (kWh/m ²)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	€/MWh	Beneficio a 30 años
Enero	71,99	71,99	17,43	100	48.269,76 €
Febrero	89,7	89,7	21,71	100	60.144,26 €
Marzo	112,15	112,15	27,15	100	75.197,39 €
Abril	138,47	138,47	33,52	100	92.844,76 €
Mayo	164,59	164,59	39,84	100	110.358,92 €
Junio	153,58	153,58	37,18	100	102.976,83 €
Julio	146,11	146,11	35,37	100	97.967,36 €
Agosto	176,23	176,23	42,66	100	118.163,12 €
Septiembre	154,55	154,55	37,41	100	103.626,69 €
Octubre	143,25	143,25	34,68	100	96.050,04 €
Noviembre	83,43	83,43	20,2	100	55.939,98 €
Diciembre	103,45	103,45	25,04	100	69.364,07 €
Anual	1537,5	1537,5	372,17	100	1.030.902,51 €
				Generado €	385.837,51 €

Figura 57 Amortización y beneficio en 30 años para la instalación con tecnología bifacial

6. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

6.1. OBJETO

La finalidad del Pliego de Condiciones Técnicas es describir y proyectar los criterios técnicos en que se basa la instalación fotovoltaica conectada a red y ubicada en Cos. La finalidad de la instalación es generar energía para su posterior venta a una compañía eléctrica.

6.2. GENERALIDADES

La instalación solar fotovoltaica tiene como objetivo producir electricidad para su posterior venta a la red de distribución. Deberá cumplir toda la normativa que afecte a las instalaciones solares fotovoltaicas.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Resolución de 31 de mayo del 2001, de la Dirección General de la Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de la producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 2224/1998, de 16 de octubre “CERTIFICADO DE PROFESIONALIDAD DE: Instalador de Sistemas Fotovoltaicos y Eólicos de Pequeña Potencia”.
- Condiciones técnicas que han de cumplir las instalaciones fotovoltaicas para la conexión a la red de distribución de la ENDESA.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T.) vigente e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT51.
- NORMA UNE (6.5.66). “Instalaciones Eléctricas receptoras de baja tensión. Sistemas de protección”.
- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico.
- B.O.E. nº162 del 8/7/86 corregida en el B.O.E. nº243 del 10/10/87 “Señalización de Seguridad en los Centros y Locales de Trabajo”.
- ORDEN de 10 de marzo de 2008 por la que se regula el procedimiento de acceso a la red de distribución de pequeñas instalaciones fotovoltaicas, como medida de fomento de las energías renovables.
- DECRETO 256/2008, de 19 de diciembre, por el que se regula la presentación de avales por parte de las instalaciones de generación de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- ORDEN de 22 de enero de 2009 por la que se modifica la Orden de 10 de marzo de 2008 por la que se regula el procedimiento de acceso a la red de distribución³ de pequeñas instalaciones fotovoltaicas como medida de fomento de las energías renovables.

6.3. EMPLAZAMIENTO

La instalación se ubicará en Cos, dentro del municipio de Mazcuerras en la C.A. de Cantabria, España. La latitud es 42,98º, estando a 440 metros sobre el nivel del mar.

6.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación basa su funcionalidad en generar electricidad a partir de los paneles solares fotovoltaicos y proporcionar esta energía eléctrica a la red.

La generación la hace en forma de corriente continua y a partir de un inversor adecua su onda y calidad de corriente y frecuencia a la de la red para su correcta absorción.

La potencia pico de la instalación será menor de 250 kW en ambos casos, medidos para las STC, es decir, radiación solar de 1.000W/m², temperatura de 25ºC y grado de transparencia atmosférica de 1.5.

6.4.1 Generador fotovoltaico

El generador con la tecnología mono-facial tendrá un total de 456 paneles solares, cuyo modelo es HiKu5 Poly PERC del fabricante CanadianSolar. La potencia por módulo es de 455 Wp.

Las 456 módulos se dividirán en veinticuatro grupos de 14 paneles y ocho grupos de 15 paneles conectados en serie a las 32 entradas del inversor.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre ó logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

El mantenimiento de los módulos consistirá en la limpieza periódica del panel, realizada con productos y actuaciones que no perjudiquen su eficiencia y funcionamiento, se deberá realizar con el panel a baja temperatura, la inspección de posibles degradaciones internas, el control de conexiones eléctricas y del cableado.

6.4.2 Inversor

El inversor tiene una potencia de entrada variable, es decir, la potencia que está proporcionando el generador fotovoltaico en cada momento. El modelo del inversor es Sunny Central 800 CP XT, éste tiene 32 entradas a las que se conectará la instalación en su totalidad.

Deberá de tener de forma obligatoria las siguientes protecciones:

- Interruptor de interconexión interna para la desconexión automática
- Protección interna de máxima y mínima frecuencia
- Protección interna de máxima y mínima tensión
- Dispondrán de protección de funcionamiento anti-isla
- El software de ajuste de las protecciones de tensión y frecuencia no será accesible al usuario
- Dispondrán de relé / contactor de bloqueo de protecciones
- Dispondrán de un transformador, que asegure una separación galvánica entre el lado de corriente continua y el de alterna
- Dispondrán de un detector de aislamiento a tierra en la parte continua

El inversor deberá disponer de señalizaciones, al menos la de encendido y apagado del inversor.

El mantenimiento de los inversores se basará en observación visual general del estado y su funcionamiento, comprobación del conexionado y cableado, observación del funcionamiento de los indicadores ópticos y limpieza de la acumulación de suciedad en el conducto de ventilación.

Por lo general, si el inversor funciona correctamente en principio no habría averías, ya que éstas son poco frecuentes.

6.4.3 Cableado

Los conductores serán de cobre, y su dimensionado deberá cumplir las Instrucciones Técnicas complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. La sección de cada conductor será calculada para evitar caídas de tensión y sobrecalentamientos.

La longitud de cada cable incluye un tramo de seguridad con el fin de evitar esfuerzos en los conductores y su correcta colocación en la instalación bajo las correspondientes medidas de seguridad.

Además, el cableado será solar. Este tipo de cableado está diseñado específicamente para instalaciones solares fotovoltaicas, el cuál asegura su conductividad, resistencia a la intemperie, incidencia de rayos ultravioleta y temperaturas extremas. El objetivo es la mejora del rendimiento de la instalación principalmente por la longevidad de su vida.

6.4.2 Puesta a tierra de la instalación

La instalación contará con una toma de tierra como medida de seguridad, de forma que se limite la tensión para evitar averías en el material eléctrico y por seguridad.

Las masas eléctricas se deberán de conectar a un punto de resistencia muy baja, proporcionando un camino auxiliar a posibles corrientes.

Esta resistencia será más baja que la del cuerpo humano por lo que será suficiente como medida de protección. En el presente proyecto esa resistencia no deberá ser superior a 180 Ω .

Se seguirá la normativa española respecto a la puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas: **UNE-EN 61173:1998** según la cual se podrán adoptar cualquiera de los tres métodos siguientes:

- Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes y cubiertas de los equipos, etc) y del sistema. La puesta a tierra del sistema se consigue conectando un conductor eléctrico en tensión a la tierra del equipo, y puede ser importante porque puede servir para estabilizar la tensión del sistema respecto a tierra durante la operación normal del sistema; también puede mejorar la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en caso de fallo.
- Punto central del sistema y equipos electrónicos conectados a una tierra común.

6.5. REFERENCIAS

[15] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

7. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1. OBJETO

El Estudio de Seguridad y Salud se redacta para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

7.2. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

Se trata de una instalación fotovoltaica, la cual convierte la energía solar en energía eléctrica haciendo uso del efecto fotoeléctrico, utilizando para ello módulos fotovoltaicos.

La instalación estará conectada a red, por lo que la corriente continua producida en dicha instalación se deberá transformar a alterna mediante el uso de inversores antes de su inyección.

Nuestra instalación tendrá elementos de protección como por ejemplo el interruptor general, que nos permitirá separar la instalación fotovoltaica de la red de distribución.

Habrá que asegurar un grado de aislamiento eléctrico clase II en lo que afecta a equipos y al resto de materiales. El objetivo es la protección de las personas, la calidad del suministro y no provocar averías en la red.

7.2.1 Emplazamiento

La instalación fotovoltaica se encuentra en el municipio de Mazcuerras, concretamente en el pueblo de Cos, el cual pertenece a la comunidad autónoma de Cantabria (España).

Se trata de un terreno de 6.025 m², en un terreno llano, sin construcciones.

7.2.2 Climatología

Cos, al igual que la mayor parte del territorio bañado por el Mar Cantábrico, tiene un clima oceánico.

7.2.3 Ejecución de la obra

Accesos y vallado

Se limitará la entrada a la obra con antelación al inicio de la misma con la intención de evitar que personal ajeno pueda entrar. Para ello, los accesos estarán señalizados y el resto del perímetro será vallado.

Se añadirán carteles advirtiendo de la prohibición de la entrada en el recinto.

La señalización cumplirá con lo contenido en el Real Decreto 485/97 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización y seguridad en el trabajo, que desarrolla los preceptos específicos sobre esta materia contenidos en la Ley 31/95 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

7.3. ANÁLISIS DE RIESGOS, PREVENCIÓN Y EPIS

7.3.1 Obra civil

Se entenderán como tal, todas las canalizaciones necesarias para el tendido de los cables, las cimentaciones para la correcta fijación de los paneles solares o estructuras fijas al terreno, las excavaciones necesarias para la correcta colocación de las casetas prefabricadas donde se alojan los inversores, y demás construcciones necesarias para el funcionamiento y mantenimiento de la planta.

- Movimiento de tierras y cimentación: se pueden realizar las siguientes operaciones:
 - Excavación
 - Cimentación

Excavación

Riesgos asociados:

- Caídas de personal al mismo nivel.
- Caídas de personal al interior de la excavación.
- Desprendimientos de materiales, tierras, rocas.
- Derrumbamiento del terreno o de edificios colindantes.
- Atrapamientos.
- Inundaciones.
- Golpes con objetos y herramientas.
- Colisiones de vehículos.
- Vuelco de maquinaria.
- Atropellos con vehículos.
- Ruido.
- Otros derivados de la interferencia con otras canalizaciones enterradas (electricidad, gas, agua, etc.).

Medidas básicas ante cualquier tipo de excavación

- Conocimiento del terreno
- Seguir indicaciones de dirección de obra
- Si es preciso, estudio geológico y/o geotécnico previo para determinar el método apropiado de protección interior de las excavaciones
- En el caso de no entibar y se decida realizar taludes debemos conocer:
 - El grado sísmico del lugar de ubicación del corte.
 - Las plantas y secciones de los cortes provisionales del proyecto.

- El tipo, situación, profundidad y dimensiones de cimentaciones próximas y viales que estén a una distancia igual o menor a dos veces la profundidad del corte provisional.
- La evaluación de la tensión de compresión que transmiten al terreno las cimentaciones próximas enrasadas o más profundas.
- El nivel freático.
- La permeabilidad y disgregabilidad en agua.
- El grado de desecación.
- El peso específico aparente.
- La resistencia a compresión simple de muestras inalteradas.
- Las características de cortes del terreno avalados por la experiencia en lugar de ubicación de las obras.
- Si no se ha establecido la obligatoriedad de realizar el estudio geotécnico, bien porque la obra no tiene proyecto o por cualquier otro motivo, y este efectivamente no se efectúa, se tomarán las medidas más favorables desde el punto de vista de la prevención en función de la apreciación profesional.
- Disponer de la información de los organismos públicos y compañías suministradoras que nos permita localizar las conducciones y canalizaciones de agua, gas, teléfono, saneamiento y electricidad para determinar el método de excavación y los sistemas de protección más adecuados.
- Prever las sobrecargas estáticas o dinámicas sobre el terreno que puedan suponer la proximidad de edificios, máquinas, almacenamiento de materiales y carreteras o calles.
- Prever los apeos y apuntalamientos teniendo en cuenta la proximidad de edificios colindantes, máquinas, almacenamiento de materiales y carreteras o calles.
- Tener siempre en cuenta que se pueden producir hundimientos y corrimientos, incluso en terrenos rocosos.
- Verificar diariamente la excavación (independientemente del tipo: zanja, pozo o vaciado), taludes y entibaciones; especialmente si:
 - Hay interrupciones prolongadas
 - Situaciones de hielo y deshielo, lluvias, etc.

- Si al excavar surgiera cualquier anomalía no prevista, se interrumpirán los trabajos y se comunicará a la Dirección técnica.
- Presencia de recurso preventivo cuando hay riesgo grave de sepultamiento o hundimiento.

EPIS

- Casco de seguridad
- Gafas de protección
- Protecciones auditivas
- Botas de seguridad
- Ropa de protección adecuada para la situación
- Mascarillas de protecciones
- Guantes de trabajo

Cimentación

Riesgos asociados:

- Afecciones o desplomes de edificaciones o estructuras colindantes.
- Caída de personas desde alturas en andamios y plataformas de trabajo, especialmente durante la construcción de muros.
- Caída de alturas desde escaleras manuales.
- Caídas al mismo nivel en ocasión de circular sobre armaduras.
- Golpes por caídas de materiales, objetos y herramientas.
- Atrapamientos por elementos móviles de transmisión de máquinas y motores.
- Vuelco de máquinas.
- Contactos eléctricos indirectos con maquinaria de obra.
- Cortes en las manos durante la manipulación de la armadura.
- Atrapamientos en manos con las canales de vertido de hormigón.

Medidas preventivas:

- Afecciones o desplomes de edificaciones o estructuras colindantes:

Con anterioridad al inicio de trabajos se efectuará un reconocimiento de las edificaciones colindantes, con especial atención al estado de sus cimentaciones para determinar y corregir posibles afecciones.

Determinación de las características principales del terreno (talud natural, capacidad portante, nivel freático, contenido de humedades, posibilidad de filtraciones, estratificación y todas aquellas que pudieren afectar a las obras de cimentación).

- Caída de personas desde alturas en andamios y plataformas de trabajo, especialmente durante la construcción de muros:

Las plataformas de trabajo y andamiadas, tendrán una superficie y estabilidad adecuada al número de trabajadores que hayan de soportar. En sus lados abiertos se dispondrán barandillas resistentes de alturas de 90 cm con rodapiés de 15 cm y listones intermedios.

Todo el conjunto estará construido con materiales rígidos y resistentes de forma que puedan soportar cargas de al menos 150 kg/m/l.

- Caída de personas desde escaleras manuales:

Podrán ser metálicas o de madera y para su utilización, se deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones preventivas:

Ofrecerán las debidas condiciones de solidez y estabilidad.

Si son de madera sus peldaños deberán estar ensamblados y no solamente clavados. No deberán pintarse salvo con barniz transparente.

Se prohíbe el empalme de dos escaleras manuales.

No deberán salvar alturas superiores a 5 m., a menos que estén reforzadas en su centro en cuyo caso podrán utilizarse hasta 7 m. de altura.

Se apoyarán sobre superficies planas y sólidas y en su defecto sobre módulos horizontales de suficiente resistencia y fijeza.

Sobrepasarán en 1 m. sus puntos de apoyo.

Estarán provistos de zapatas, puntas de hierro, grapas u otro mecanismo antideslizante en su base o bien de ganchos de sujeción en su parte superior.

El ascenso y descenso por las mismas se hará siempre de frente.

La distancia entre los pies y la vertical de sus puntos superiores de apoyos, será la cuarta parte de la longitud de la escalera.

Las escaleras dobles o de tijera, estarán provistas de cadenas o cables que impidan su apertura al ser utilizada.

- Caídas al mismo nivel en ocasión de circular sobre armaduras:
Cuando se deba circular sobre armaduras, se establecerán plataformas de circulación de 60 cm. de anchuras mínimas.
- Golpes por caídas de materiales, objetos y herramientas
El personal irá equipado de adecuados guantes de seguridad que normalmente serán de cuero.

Los distintos elementos de acoplamiento de los equipos, como barrenas, vibradores, mazos y otros, cuando no se utilicen, deberán ser colocados en lugares adecuados.

El manejo de los martinets en las operaciones de pilotaje, deberá estar siempre a cargo de personas con la debida formación específica.

La descarga de los pilotes desde su transporte la realizarán siempre operarios experimentados, en todo momento supervisado por sus mandos directos, despejándose previamente las zonas de descarga y acopiándose en lugares donde no puedan deslizarse o moverse de forma imprevista.

Los pilotes dispondrán de un par de ganchos seguros situados en cabeza para poder ser izados sin riesgo de movimientos incontrolados y otro par en sus laterales que permitan realizar su carga y descarga sin dificultades. No deberán ser empleados simples cables atados alrededor de los pilotes para el desarrollo de estas operaciones, utilizándose preferentemente balancines.

Los pilotes deberán manejarse mediante empleo de cuerdas y nunca aplicando las manos directamente sobre ellos.

Cuando se coloquen en el suelo para ser izados, los extremos a hincar deberán estar lo más cerca posible del lugar en que se van a enclavar y en posición tal que no oscilen mientras son izados.

Cuando se acoplen los pilotes a las guías se tendrá especial cuidado de no introducir las manos entre los pilotes y las guías. Durante esta operación se deberá atar un cable de cola al pilote para su estabilización.

En los pilotes fabricados "in situ", los cazos para la introducción del hormigón en su interior deberán ser guiados al sacarlos y dejarlos en el suelo mediante

barras con gancho o similares, pero en ningún momento se deberán coger con las manos, realizando siempre esta operación al menos dos personas.

Durante las operaciones de ejecución de muros-pantalla deberán adoptarse, entre otras, las siguientes medidas preventivas:

Se delimitará perfectamente la zona de trabajo de la maquinaria.

Se colocarán barandillas resistentes en la coronación del muro-pantalla en todas las zonas de paso.

Las zanjas que queden abiertas deberán protegerse con tabloncillos unidos entre sí y fijados al terreno.

Por lo que hace referencia a la construcción y montaje de las armaduras, deberán adoptarse, entre otras, las siguientes medidas preventivas.

Se construirán apoyadas en borriquetas unidas con tabloncillos, al objeto de poder realizar sin riesgo las funciones de atado y soldadura.

Durante su manipulación se utilizarán guantes de cuero reforzados.

En las operaciones de izado, se tendrán en consideración las siguientes medidas de seguridad:

- Se sujetarán mediante adecuadas eslingas.
 - Cuando tengan que orientarse manualmente se utilizarán cuerdas de forma que en ningún momento tengan que aplicarse las manos sobre las mismas.
 - Los separadores utilizados habitualmente para asegurar el recubrimiento de hormigón, se colocarán con anterioridad a su izado y sujetos siempre por alambres para evitar su desprendimiento.
 - Durante los desplazamientos y giros de las grúas, deberá existir permanentemente un operario que avise al gruista sobre los obstáculos que puedan presentarse, así como de aviso al resto de personal del tajo para se retire de la zona de peligro.
- Atrapamiento por elementos móviles de transmisión de máquinas y motores
- En todo momento los órganos de transmisión de los motores y maquinaria de obra que resulten accesibles, (correas, cadenas, engranajes y elementos similares), se encontrarán protegidos mediante adecuadas carcasas metálicas de chapa o rejilla resistente. Estas carcasas únicamente serán extraídas para

las operaciones de mantenimiento y siempre que la máquina o motor se encuentre parada.

- Vuelco de maquinaria

En todo momento y durante el desarrollo de las diferentes operaciones, se garantizará la estabilidad de las máquinas, utilizando para ello los medios que se estimen necesarios para cada caso.

- Contacto eléctrico indirecto con maquinaria de obra

En toda instalación eléctrica de la maquinaria, se deberá instalar un sistema de protección contra contactos eléctricos indirectos de clase B. Preferentemente se utilizará el sistema de protección "toma de tierra" de las masas, asociada a dispositivos diferenciales.

- Cortes en las manos durante el manejo de armaduras

Los operarios ferrallistas, utilizarán siempre adecuados guantes de seguridad durante la construcción y manejo de armaduras.

- Atrapamiento en las manos con los canales de vertido de hormigón

Las operaciones de vertido de hormigón se realizarán siempre por operarios equipados de guantes de cuero.

EPIS

- Casco de seguridad
- Gafas de protección
- Protecciones auditivas
- Botas de seguridad
- Ropa de protección adecuada para la situación
- Mascarillas de protecciones
- Guantes de trabajo

7.3.2 Montaje de la instalación

Comprende todos los elementos que forman parte de la instalación.

Paneles fotovoltaicos

Los paneles se instalarán sobre una estructura fija, la colocación de éstos se realizará directamente sobre la estructura montada.

Inversores

Se ubicarán en casetas prefabricadas.

Red de tierras

Se instalará y conectionará la red de tierras de las masas de las estructuras fijas, de los inversores, y demás elementos especificados en el proyecto.

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Pisadas sobre objetos
- Choque contra objetos inmóviles
- Golpes por objetos o herramientas
- Sobreesfuerzos

Medidas de prevención:

- Para levantar una carga hay que aproximarse a ella. El centro de gravedad del operario deberá estar lo más próximo que sea posible y por encima del centro de gravedad de la carga.
- El equilibrio imprescindible para levantar una carga correctamente, solo se consigue si los pies están bien situados:
 - Enmarcando la carga
 - Ligeramente separados
 - Ligeramente adelantado uno respecto del otro.

- Técnica segura del levantamiento:
 - Situar el peso cerca del cuerpo.
 - Mantener la espalda plana.
 - No doblar la espalda mientras levanta la carga.
 - Usar los músculos más fuertes, como son los de los brazos, piernas y muslos.
 - Coger mal un objeto para levantarlo provoca una contracción involuntaria de los músculos de todo el cuerpo. Para sentir mejor un objeto al cogerlo, lo correcto es hacerlo con la palma de la mano y la base de los dedos. Para cumplir este principio y tratándose de objetos pesados, se puede, antes de cogerlos, prepararlos sobre calzos para facilitar la tarea de meter las manos y situarlas correctamente.
 - Las cargas deberán levantarse manteniendo la columna vertebral recta y alineada.
 - Para mantener la espalda recta se deberán “meter” ligeramente los riñones y bajar ligeramente la cabeza.
 - El arquear la espalda entraña riesgo de lesión en la columna, aunque la carga no sea demasiado pesada.
 - La torsión del tronco, sobre todo si se realiza mientras se levanta la carga, puede igualmente producir lesiones. En este caso, es preciso descomponer el movimiento en dos tiempos: primero levantar la carga y luego girar todo el cuerpo moviendo los pies a base de pequeños desplazamientos. O bien, antes de elevar la carga, orientarse correctamente en la dirección de marcha que luego tomaremos, para no tener que girar el cuerpo.
 - Se utilizarán los músculos de las piernas para dar el primer impulso a la carga que vamos a levantar. Para ello flexionaremos las piernas, doblando las rodillas, sin llegar a sentarnos en los talones, pues entonces resulta difícil levantarse (el muslo y la pantorrilla deben formar un ángulo de más de 90°).
 - Los músculos de las piernas deberán utilizarse también para empujar un vehículo, un objeto, etc.

- En la medida de lo posible, los brazos deberán trabajar a tracción simple, es decir, estirados. Los brazos deberán mantener suspendida la carga, pero no elevarla.
- La carga se llevara de forma que no impida ver lo que tenemos delante de nosotros y que estorbe lo menos posible al andar de forma natural.
- En el caso de levantamiento de un bidón o una caja, se conservará un pie separado hacia atrás, con el fin de poderse retirar rápidamente en caso de que la carga bascule.
- Para transportar una carga, esta deberá mantenerse pegada al cuerpo, sujetándola con los brazos extendidos, no flexionados.
- Este proceder evitará la fatiga inútil que resulta de contraer los músculos del brazo, que obliga a los bíceps a realizar un esfuerzo de quince veces el peso que se levanta.
- La utilización del peso de nuestro propio cuerpo para realizar tareas de manutención manual permitirá reducir considerablemente el esfuerzo a realizar con las piernas y brazos. El peso del cuerpo puede ser utilizado:
 - Empujando para desplazar un móvil (carretilla por ejemplo), con los brazos extendidos y bloqueados para que nuestro peso se transmita íntegro al móvil.
 - Tirando de una caja o un bidón que se desea tumbar, para desequilibrarlo.
 - Resistiendo para frenar el descenso de una carga, sirviéndonos de nuestro cuerpo como contrapeso.
 - En todas estas operaciones deberá ponerse cuidado en mantener la espalda recta.
 - Para levantar una caja grande del suelo, el empuje deberá aplicarse perpendicularmente a la diagonal mayor, para que la caja pivote sobre su arista.
 - Si el ángulo formado por la dirección de empuje y la diagonal es mayor de 90° , lo que conseguimos hacer será deslizar a la caja hacia adelante, pero nunca levantarla.

- Para depositar en un plano inferior algún objeto que se encuentre en un plano superior, se aprovechara su peso y nos limitaremos a frenar su caída.
- Para levantar una carga que luego va a ser depositada sobre el hombro, deberán encadenarse las operaciones, sin pararse, para aprovechar el impulso que hemos dado a la carga para despegarla del suelo.
- Las operaciones de manutención en las que intervengan varias personas deberán excluir la improvisación, ya que una falsa maniobra de uno de los portadores puede lesionar a varios.
- Deberá designarse un jefe de equipo que dirigirá el trabajo y que deberá atender a:
 - La evaluación del peso de la carga a levantar para determinar el número de portadores precisos, el sentido del desplazamiento, el recorrido a cubrir y las dificultades que puedan surgir.
 - La determinación de las fases y movimientos de que se compondrá la maniobra.
 - La explicación a los portadores de los detalles de la operación (ademanes a realizar, posición de los pies, posición de las manos, agarre, hombro a cargar, como pasar bajo la carga, etc.)
 - La situación de los portadores en la posición de trabajo correcta, reparto de la carga entre las personas según su talla (los más bajos delante en el sentido de la marcha).
- El transporte se deberá efectuar:
 - Estando el portador de detrás ligeramente desplazado con respecto al de delante, para facilitar la visibilidad de aquel.
 - A contrapié, (con el paso desfasado), para evitar las sacudidas de la carga.
 - Asegurando el mando de la maniobra; será una sola persona (el jefe de la operación) quien de las ordenes preparatorias, de elevación y transporte.

- Se mantendrán libres de obstáculos y paquetes los espacios en los que se realiza la toma de cargas.
- Los recorridos, una vez cogida la carga, serán lo más cortos posibles.
- Nunca deberán tomarse las cajas o paquetes estando en situación inestable o desequilibrada.
- Será conveniente preparar la carga antes de cogerla.
- Se aspirará en el momento de iniciar el esfuerzo.
- El suelo se mantendrá limpio para evitar el riesgo de caídas al mismo nivel.
- Si los paquetes o cargas pesan más de 50 Kg., aproximadamente, la operación de movimiento manual se realizará por dos operarios.
- En cada hora de trabajo deberá tomarse algún descanso o pausa.

EPIS

- Casco de seguridad
- Botas de seguridad
- Ropa de protección adecuada para la situación
- Guantes de trabajo
- Cinturón de banda ancha de cuero para las vértebras dorsolumbares

7.3.6 Transporte de material

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Choque contra objetos móviles/inmóviles
- Atrapamiento por vuelco de máquinas o vehículos
- Contactos eléctricos
- Exposición a ambientes pulvígenos

- Atropellos o golpes con vehículos

Medidas de prevención a aplicar:

- El vehículo de transporte sólo será utilizado por personal capacitado.
- No se transportarán pasajeros fuera de la cabina.
- Se subirá y bajará del vehículo de transporte de forma frontal.
- El conductor se limpiará el barro adherido al calzado, antes de subir al vehículo de transporte, para que no resbalen los pies sobre los pedales.
- Los caminos de circulación interna de la obra se cuidarán en previsión de barrizales excesivos que mermen la seguridad de la circulación.
- La caja será bajada inmediatamente después de efectuada la descarga y antes de emprender la marcha.
- En todo momento se respetarán las normas marcadas en el código de circulación vial, así como la señalización de la obra.
- Si tuviera que parar en rampa, el vehículo quedara frenado y calzado con topes.
- La velocidad de circulación estará en consonancia con la carga transportada, la visibilidad y las condiciones del terreno.
- Durante las operaciones de carga, el conductor permanecerá, o bien dentro de la cabina, o bien alejado del radio de acción de la máquina que efectúe la misma.
- Cualquier operación de revisión con la caja levantada se hará impidiendo su descenso mediante enclavamiento.
- Las maniobras dentro del recinto de la obra se harán sin brusquedades, anunciando con antelación las mismas y auxiliándose del personal de obra.

7.3.3 Soldadura

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Proyección de fragmentos o partículas
- Contactos térmicos

- Exposición a radiaciones

Medidas de prevención a aplicar:

- Se revisará periódicamente el estado de las mangueras, eliminando las que se encuentren agrietadas exteriormente.
- Las mangueras para conducción del acetileno serán de distinto color que las utilizadas para la conducción del oxígeno.
- Las conexiones de manguera tendrán rosca y fileteado diferentes de modo que sea imposible confundirlas y cambiarlas.
- Se deberá comprobar si las boquillas para la soldadura o el corte se hallan en buenas condiciones.
- Los sopletes deberán tener boquillas apropiadas y en buen estado. Si hay que limpiarlas se usará una aguja de latón para no deformarlas.
- Se ajustarán bien las conexiones, con llave si es necesario, antes de utilizar el gas.
- Antes de utilizar el equipo de soldadura o corte autógenos, habrá que asegurarse de que todas las conexiones de las botellas, reguladores y mangueras están bien hechas.
- Se comprobará si todos los materiales inflamables están alejados o protegerlos de las chispas por medio de pantallas, lonas ignífugas.
- Se colocarán extintores de polvo o anhídrido carbónico en las zonas donde se realicen trabajos de soldadura o corte.
- En los lugares de paso se deberán proteger las mangueras para evitar su deterioro.
- Antes de abrir las válvulas de las botellas de oxígeno y acetileno, se deberá comprobar que están cerradas las válvulas del manorreductor.
- Colocarse a un lado del regulador cuando se abran las válvulas de las botellas.
- Antes de encender el soplete se deberá dejar salir el aire o gas que puedan tener las mangueras, abriendo para ello el soplete.
- Para encender la boquilla se deberá emplear un encendedor de fricción, no con cerillas que darían lugar a quemaduras en las manos.

- Para encender un soplete, las presiones deberán estar cuidadosamente reguladas:
 - Abrir ligeramente la espita del oxígeno.
 - Abrir mucho la espita del acetileno.
 - Encender la llama, que presentará un ancho excesivo de acetileno.
 - Regularla la llama hasta obtener un dardo correcto.
- Se deberá emplear la presión de gas correcta para el trabajo a efectuar. La utilización de una presión incorrecta puede ser causa de un mal funcionamiento de la boquilla y de un retroceso de la llama o explosiones que puede deteriorar el interior de la manguera.
- Los manómetros deberán encontrarse en buenas condiciones de uso. Si se comprueba rotura, deterioro o que la lectura no ofrece fiabilidad, deberán ser sustituidos de inmediato.
- No se usarán botellas de combustible teniendo la boca de salida más baja que el fondo. Por el contrario, se pondrán verticales con la boca hacia arriba y sujetas con collarines que garanticen su posición, evitando su caída.
- Se utilizarán ropas que protejan contra las chispas y metal fundido. Se llevará el cuello cerrado, bolsillos abotonados, mangas metidas dentro de las manoplas o guantes, cabeza cubierto por medio de pantallas inactínicas, calzado de seguridad, polainas y mandil protector. El ayudante deberá ir también protegido, al menos con careta inactínica.
- Cuando se efectúen trabajos en lugares elevados, el soldador utilizará el cinturón de seguridad a partir de los 2 metros de altura, y además tomará precauciones para que las chispas o metal caliente no caigan sobre personas ni sobre materiales inflamables.
- Se prohíbe introducir las botellas de oxígeno y acetileno en el recipiente que se está soldando.
- Cuando se efectúen trabajos de soldadura o corte en espacios reducidos, hay que procurar tener una buena ventilación.
- Deberá existir una distancia mínima de 1,5 metros entre el punto de soldadura y los materiales combustibles.

- Está prohibido soldar a menos de 6 metros de distancia de líquidos inflamables y sustancias explosivas.
- No se podrá calentar, cortar ni soldar recipientes que hayan contenido sustancias inflamables, explosivas o productos que por reacción con el metal del contenedor o recipiente, genere un compuesto inflamable o explosivo, sin la previa eliminación del residuo.
- En el caso de incendiarse una manguera de acetileno, no se deberá intentar extinguir el fuego doblando y oprimiendo la manguera. Se cerrará la llave de la botella.
- Al terminar el trabajo hay que cerrar primero la válvula del soplete, después de los manorreductores y por último la de las botellas.
- Los sopletes no se golpearán ni se colgarán de los manorreductores, de modo que puedan golpearse con las botellas.

EPIs:

- Guantes o manoplas para soldadura
- Manguitos para soldadura
- Pantallas para soldadura
- Polainas de soldador
- Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para soldadura
- Calzado de seguridad con puntera reforzada en acero

7.3.4 Trabajos próximos a elementos de tensión

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Contactos eléctricos directos
- Contactos eléctricos indirectos
- Electrocuciiones
- Incendios

Medidas de prevención:

Todos los trabajos se realizarán según lo establecido en el Real Decreto 614/01, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la seguridad y salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- Se define como trabajador autorizado aquel el trabajador que ha sido autorizado por el empresario para realizar determinados trabajos con riesgo eléctrico, en base a su capacidad para hacerlos de forma correcta.
- Se define trabajador cualificado como el trabajador autorizado que posee conocimientos especializados en materia de instalaciones eléctricas, debido a su formación acreditada, profesional o universitaria, o a su experiencia certificada de dos o más años.
- Todo trabajo en las proximidades de líneas eléctricas o elementos en tensión será ordenado y dirigido por el jefe del trabajo (que será un trabajador cualificado), el cual será el responsable de que se cumplan las distancias de seguridad, y podrán ser realizados por trabajadores autorizados.
- Cuando se utilicen grúas o aparatos elevadores, se respetarán las distancias mínimas de seguridad, para evitar no solo el contacto sino también la excesiva cercanía a líneas con tensión (según criterios del R.D. 614/2001, Anexo V, Trabajos en Proximidad). El personal que no opere estos equipos, permanecerá alejado de ellos.
- En trabajos en líneas, se colocarán tantos equipos de puesta a tierra y en cortocircuito como posibles fuentes de tensión confluyan en el lugar de trabajo, siendo estos equipos de Puesta a Tierra de características adecuadas a la tensión de la línea, según criterios del R.D. 614/2001.
- Es obligatorio el uso de equipos de protección adecuados al riesgo de cada trabajo, tales como: banquetas o alfombrillas aislantes, pértigas, guantes, casco, pantalla facial, herramienta aislada, así como cualquier otro elemento de protección, tanto individual como colectivo, homologado.
- Cuando en la proximidad de los trabajos haya partes activas, se aislarán convenientemente mediante vainas, capuchones, mantas aisladas, etc... en todos los conductores, incluido el neutro.

- Las distancias de seguridad para trabajar próximos a Líneas Eléctricas o elementos con tensión mantendrán las siguientes distancias de seguridad, quedando terminantemente prohibido realizar trabajos sin respetar estas distancias:

Un	DPEL-1	DPEL-2	DPROX-1	DPROX-2
< 1	50	50	70	300
3	62	52	112	300
6	62	53	112	300
10	65	55	115	300
15	66	57	116	300
20	72	60	122	300
30	82	66	132	300
45	98	73	148	300
66	120	85	170	300
110	160	10	210	500
132	180	110	330	500
220	260	160	410	500
380	390	250	540	700

Tabla de distancias de seguridad al trabajar con tensión:

Un: Tensión nominal de la instalación (KV).

DPEL-1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista el riesgo de sobretensión por rayo (cm).

DPEL-2: Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando no exista el riesgo de sobretensión por rayo (cm).

DPROX-1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.

DPROX-2: Distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando no resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.

Zona de proximidad: espacio delimitado alrededor de la zona de peligro, desde la que el trabajador puede invadir accidentalmente ésta última.

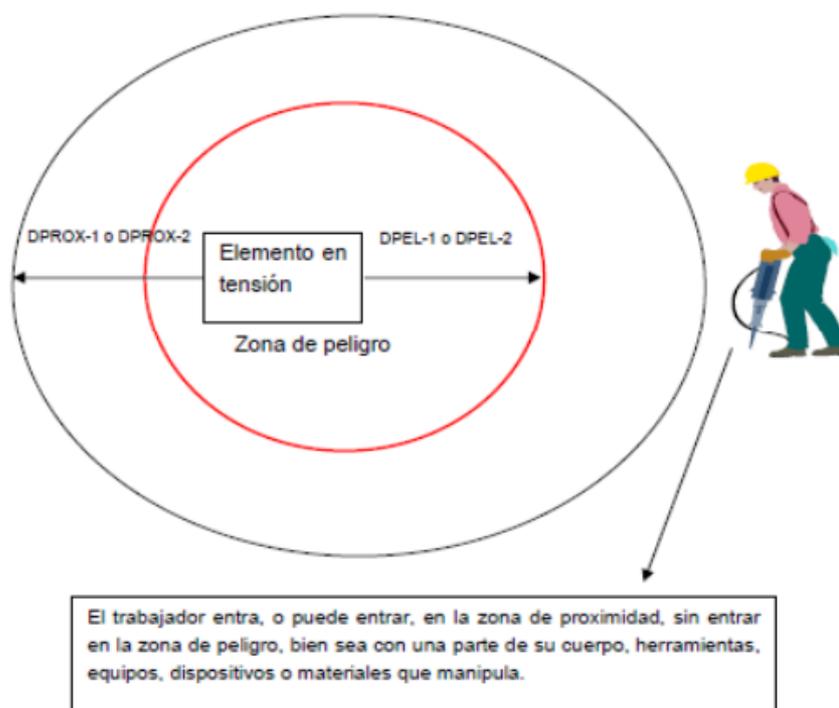


Figura 58 Zona de peligro en trabajos con tensión

Si existen elementos en tensión cuyas zonas de peligro sean accesibles (no se han colocado pantallas, barreras, envoltentes o protectores aislantes), se deberá:

- Delimitar la zona de trabajo respecto a las zonas de peligro mediante la colocación de obstáculos o gálibos cuando exista el menor riesgo de que puedan ser invadidas, aunque sea solo de forma accidental. Esta señalización se colocará antes de iniciar los trabajos.
- Informar a los trabajadores directa o indirectamente implicados, de los riesgos existentes, la situación de los elementos en tensión, los límites de la zona de trabajo y cuantas precauciones y medidas de seguridad deban adoptar para no invadir la zona de peligro, comunicándoles la necesidad de

que ellos, a su vez, informen sobre cualquier circunstancia que muestre la insuficiencia de las medidas adoptadas.

EPIs:

- Casco de seguridad contra arco eléctrico
 - Guantes de trabajo
 - Guantes dieléctricos para alta y baja tensión
 - Gafas de protección o pantalla de protección facial contra arco eléctrico
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela antideslizante

7.4. MAQUINARIA A EMPLEAR, RIESGOS, PREVENCIÓN Y EPIs

7.4.1 Retroexcavadora

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Choque contra objetos móviles/inmóviles
- Atrapamiento por vuelco de máquinas o vehículos
- Exposición a ambientes pulvígenos
- Atropellos o golpes con vehículos
- Contactos eléctricos

Medidas de prevención:

- Todos los aparatos de elevación y similares empleados en las obras satisfarán las condiciones generales de construcción, estabilidad y resistencia adecuadas y estarán provistos de los mecanismos o dispositivos de seguridad para evitar:
 - La caída o el retorno brusco de la jaula, plataforma, cuchara, cubeta, pala, vagoneta o, en general, receptáculo o vehículo, a causa de

- avería en la máquina, mecanismo elevador o transportador, o de rotura de los cables, cadenas, etc., utilizados.
- La caída de las personas y de los materiales fuera de los citados receptáculos y vehículos o por los huecos y aberturas existentes en la caja.
 - La puesta en marcha, fortuita o fuera de ocasión, y las velocidades excesivas que resulten peligrosas.
 - Toda clase de accidentes que puedan afectar a los operarios que trabajen en estos aparatos o en sus proximidades.
- Todos los vehículos y toda maquinaria para movimiento de tierras y para manipulación de materiales deberán:
- Estar bien proyectados y contruidos, teniendo en cuenta, en la medida de lo posible, los principios de la ergonomía.
 - Estar equipados con extintor timbrado y con las revisiones al día, para caso de incendio.
 - Mantenerse en buen estado de funcionamiento.
 - Utilizarse correctamente.
 - Los conductores y personal encargado de vehículos y maquinarias para movimiento de tierras y manipulación de materiales deberán recibir una formación especial.
 - Se hará una comprobación periódica de los elementos de la máquina.
 - La máquina solo será utilizada por personal capacitado.
 - No se tratará de realizar ajustes con la máquina en movimiento o con el motor en funcionamiento.
 - No se trabajará con la máquina en situación de semiavería. Se reparará primero y después se reanudará el trabajo.
 - No liberar los frenos de la máquina en posición parada si antes no se ha instalado los calzos de inmovilización de las ruedas.
 - Antes de iniciar cada turno de trabajo, comprobar que funcionan todos los mandos correctamente.
 - No olvidar ajustar el asiento para poder alcanzar los controles sin dificultad.

- No se podrá fumar durante la carga de combustible ni se comprobará con llama el llenado del depósito.
- Se deberá desplazar a velocidades muy moderadas, especialmente en lugares de mayor riesgo, tales como pendientes, rampas, bordes de excavación, cimentaciones, etc.
- En la maniobra de marcha atrás, el operario conductor extremará las condiciones de seguridad. A su vez, la maquina estará dotada de señalización acústica, al menos, o luminosa y acústica cuando se mueva en este sentido.
- La cabina estará dotada de extintor de incendios.
- El inicio de las maniobras se señalará y se realizarán con extrema precaución.

EPIs:

- Casco de seguridad contra choques e impactos (cuando se abandone la cabina)
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela antideslizante
- Guantes de trabajo
- Gafas de protección contra ambientes pulvígenos (si la cabina no es hermética)
- Mascarilla de protección contra ambientes pulvígenos (si la cabina no es hermética)
- Cinturón de banda ancha de cuero para las vertebrae dorsolumbares
- Ropa de protección para el mal tiempo

7.4.2 Grúa

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Choque contra objetos móviles/inmóviles

- Atrapamiento por vuelco de máquinas o vehículos
- Atropellos o golpes con vehículos
- Contactos eléctricos

Medidas preventivas:

- Todos los trabajos se deberán ajustar a las características de la grúa: carga máxima, longitud de pluma, carga en punta contrapeso. A tal fin, deberá existir un cartel suficientemente visible con las cargas máximas permitidas.
- El gancho de izado deberá disponer de limitador de ascenso, y dispondrá de pestillo de seguridad en perfecto estado.
- La armadura de la grúa deberá estar conectada a tierra.
- En caso de elevación de palets, se hará disponiendo de dos eslingas por debajo de la plataforma de madera. Nunca se utilizará el fleje del palet para colocar en el gancho de la grúa.
- Está prohibido totalmente el transporte de personas en la grúa, así como arrastrar cargas, tirar de ellas en sesgo y arrancar las que estén enclavadas.
- El servicio de la grúa necesita además del maquinista, otros operarios que se encargan de enganchar y realizar las señales pertinentes para asegurar su transporte en condiciones de seguridad. Estos últimos son el enganchador y el señalista, siendo frecuentemente ambos la misma persona. Las condiciones que deben cumplir estos operarios y su misión son las siguientes:
 - MAQUINISTA: no podrá padecer defectos de sus capacidades audiovisuales, así como ningún defecto fisiológico que afecte al funcionamiento de la máquina a su cargo. Además, poseerá de una formación suficiente para realizar las tareas específicas a su puesto de trabajo. Asimismo, debe ser consciente de su responsabilidad, evitando sobrevolar la carga donde haya personas, manejando los mandos con movimientos suaves y vigilando constantemente la carga, dando señales de aviso en caso de observar anomalías. Antes de empezar la jornada diaria de trabajo, el maquinista verificará los siguientes puntos:
 - Comprobar el funcionamiento de los frenos.

- Comprobar las partes sujetas al desgaste, como zapatas de freno, cojinetes y superficies de fricción de rodillos.
- Comprobar el funcionamiento de limitadores y contactores.
- Comprobar los topes, gancho y trinquetes.
- Comprobar los lastres y contrapesos.
- Comprobar la tensión de los cables cuando esté arriestrada.
- Una vez por semana, deberá hacer las siguientes revisiones:
 - Comprobar el estado de los cables y atender a su mantenimiento, debiendo ser repuestos en cuanto se observe un hilo roto.
 - Comprobar los niveles de aceite en las cajas reductoras y el engrase de todos sus elementos especialmente los de giro.
 - Comprobar el estado de las eslingas, ondillas y aparejos de elevación general.
- ENGANCHADOR: es el operario que hace el enganchado de la carga, se encargará de:
 - Comprobar el estado de las eslingas, ganchos y cadenas.
 - Cuidará que el amarre de las cargas sea correcto, observando que están bien repartidas y equilibradas.
 - Impedirá el acceso de personas al radio de acción de la grúa.
 - En caso de transporte de cargas lineales, tales como vigas y tablones, se utilizarán cuerdas para guiarlas en su traslado.
- SEÑALISTA: cuando las cargas a transportar estén fuera del alcance de la vista del maquinista, existirán una o varias personas que, mediante un código de señales de maniobra, hagan las señales pertinentes para que las operaciones se hagan con la debida seguridad. Esta persona deberá cumplir las siguientes normas:
 - Dirigirá la elevación y transporte de las cargas, evitando que tropiecen con obstáculos.

- Se colocará de modo que pueda ver en todo momento la carga, y al mismo tiempo, que el gruista pueda verle a él y advertir sus señales.
- Impedirá que se encuentren personas en la vertical de la carga en todo su recorrido.
- Detendrá la operación cuando observe alguna anomalía.

EPIS:

- Casco de seguridad contra choques e impactos (cuando se abandone la cabina)
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela antideslizante
- Guantes de trabajo
- Gafas de protección contra ambientes pulvígenos (si la cabina no es hermética)
- Mascarilla de protección contra ambientes pulvígenos (si la cabina no es hermética)
- Cinturón de banda ancha de cuero para las vertebrae dorsolumbares
- Ropa de protección para el mal tiempo

7.4.3 Máquinas herramienta y herramientas manuales

Riesgos asociados:

- Golpes/Cortes por objetos y herramientas
- Proyección de fragmentos o partículas
- Atrapamientos por o entre objetos
- Exposición a ruido
- Exposición a ambientes pulvígenos

Medidas de prevención:

- En los equipos de oxicorte, se recomienda trabajar con la presión aconsejada por el fabricante del equipo.

- En los intervalos de no utilización, dirigir la llama del soplete al espacio libre o hacia superficies que no puedan quemarse.
- Cuando se trabaje en locales cerrados, se deberá disponer de la adecuada ventilación.
- En los equipos que desprenden llama, su entorno estará libre de obstáculos.
- Las maquinas-herramientas accionadas por energía térmica, o motores de combustión, solo pueden emplearse al aire libre o en locales perfectamente ventilados, al objeto de evitar la concentración de monóxido de carbono.
- Se deberá mantener siempre en buen estado las herramientas de combustión, limpiando periódicamente los calibres, conductos de combustión, boquillas y dispositivos de ignición o disparo, etc.
- El llenado del depósito de carburante deberá hacerse con el motor parado para evitar el riesgo de inflamación espontanea de los vapores de la gasolina.
- Dado el elevado nivel de ruido que producen los motores de explosión, es conveniente la utilización de protección auditiva cuando se manejen este tipo de máquinas.
- Para las maquinas-herramientas neumáticas, antes de la acometida deberá realizarse indefectiblemente:
 - La purga de las condiciones de aire.
 - La verificación del estado de los tubos flexibles y de los manguitos de empalme.
 - El examen de la situación de los tubos flexibles (que no existan bucles, codos, o dobleces que obstaculicen el paso del aire).
- Las mangueras de aire comprimido se deben situar de forma que no se tropiece con ellas ni puedan ser dañadas por vehículos.
- Los gatillos de funcionamiento de las herramientas portátiles accionadas por aire comprimido deben estar colocados de manera que reduzcan al mínimo la posibilidad de hacer funcionar accidentalmente la maquina.
- Las herramientas deben estar acopladas a las mangueras por medio de resortes, pinzas de seguridad o de otros dispositivos que impidan que dichas herramientas salten.

- No se debe usar la manguera de aire comprimido para limpiar el polvo de las ropas o para quitar las virutas.
- Al usar herramientas neumáticas siempre debe cerrarse la llave de aire de las mismas antes de abrir la de la manguera.
- Nunca debe doblarse la manguera para cortar el aire cuando se cambie la herramienta.
- Verificar las fugas de aire que puedan producirse por las juntas, acoplamientos defectuosos o roturas de mangueras o tubos.
- Aun cuando no trabaje la maquina neumática, no deja de tener peligro si está conectada a la manguera de aire.
- No debe apoyarse con todo el peso del cuerpo sobre la herramienta neumática, ya que puede deslizarse y caer contra la superficie que se está trabajando.
- Las condiciones a tener en cuenta después de la utilización serán:
 - Cerrar la válvula de alimentación del circuito de aire.
 - Abrir la llave de admisión de aire de la maquina, de forma que se purgue el circuito.
 - Desconectar la maquina.
- Para las maquinas-herramientas hidráulicas, se fijará mediante una pequeña cadena el extremo de la manguera para impedir su descompresión brusca.
- Se emplazará adecuadamente la herramienta sobre la superficie nivelada y estable.
- Su entorno estará libre de obstáculos.
- Se utilizarán guantes de trabajo y gafas de seguridad para protegerse de las quemaduras por sobrepresión del circuito hidráulico y de las partículas que se puedan proyectar.
- Para las máquinas-herramientas eléctricas, se comprobará periódicamente el estado de las protecciones, tales como cable de tierra no seccionado, fusibles, disyuntor, transformadores de seguridad, interruptor magnetotérmico de alta sensibilidad, doble aislamiento, etc.
- No se utilizará nunca herramienta portátil desprovista de enchufe y se revisarán periódicamente este extremo.

- No se arrastrarán los cables eléctricos de las herramientas portátiles, ni se dejarán tirados por el suelo. Se deberán revisar y rechazar los que tengan su aislamiento deteriorado.
- Se deberá comprobar que las aberturas de ventilación de las máquinas estén perfectamente despejadas.
- La desconexión nunca se hará mediante un tirón brusco.
- A pesar de la apariencia sencilla, todo operario que maneje estas herramientas debe estar adiestrado en su uso.
- Se desconectará la herramienta para cambiar de útil y se comprobará que está parada.
- No se utilizarán prendas holgadas que favorezcan los atrapamientos.
- No se inclinarán las herramientas para ensanchar los agujeros o abrir luces.
- Los resguardos de la sierra portátil deberán estar siempre colocados.
- Si se trabaja en locales húmedos, se adoptarán las medidas necesarias, guantes aislantes, taburetes de madera, transformador de seguridad, etc.
- Se usarán gafas panorámicas de seguridad, en las tareas de corte, taladro, desbaste, etc. con herramientas eléctricas portátiles.
- En todos los trabajos en altura, es necesario el cinturón de seguridad.
- Los operarios expuestos al polvo utilizarán mascarillas equipadas con filtro de partículas.
- Si el nivel sonoro es superior a los 80 decibelios, deberán adoptarse las recomendaciones establecidas en el R.D. 1316/1.989, de 27 de octubre, sobre medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.

7.4.4 Sierras

Radial

- Antes de su puesta en marcha, el operador comprobará el buen estado de las conexiones eléctricas, la eficacia del doble aislamiento de la carcasa y el disyuntor diferencial para evitar riesgos de electrocución.
- Se seleccionará adecuadamente el estado de desgaste del disco y su idoneidad para el material al que se ha de aplicar.
- Comprobar la velocidad máxima de utilización.
- Cerciorarse que el disco gira en el sentido correcto y con la carcasa de protección sobre el disco firmemente sujeta.
- El operador se colocara gafas panorámicas ajustadas o pantalla facial transparente, guantes de trabajo, calzado de seguridad y protectores auditivos.
- Durante la realización de los trabajos se procurará que el cable eléctrico descansa alejado de elementos estructurales metálicos y fuera de las zonas de paso del personal.
- Si durante la operación existe el riesgo de proyección de partículas a terrenos o lugares con riesgo razonable de provocar un incendio, se apantallará con una lona ignífuga la trayectoria seguida por los materiales desprendidos.
- Cuando la esmeriladora portátil radial deba emplearse en locales muy conductores no se utilizarán tensiones superiores a 24 voltios.

Sierra circular

- El disco estará dotado de carcasa protectora y resguardos que impidan los atrapamientos.
- Se controlará el estado de los dientes así como la estructura de este.
- La zona de trabajo estará limpia de serrín y virutas, para prevenir posibles incendios.
- Se evitará la presencia de clavos al cortar.

7.4.5 Instalación provisional eléctrica

Se procederá al montaje de la instalación provisional eléctrica de la obra desde el punto de toma fijado por la propiedad. La acometida será preferiblemente subterránea, disponiendo de un armario de protección en módulos normalizados, dotados de contadores en energía activa y reactiva, si así se requiriese.

A continuación se pondrá el cuadro general de mando y protección, dotado de seccionador general de corte automático, interruptor omnipolar y protección contra faltas a tierra, sobrecargas y cortocircuito, mediante interruptores magnetotérmicos y relé diferencial de 300 mA de sensibilidad, puesto que todas las masas y el valor de la toma de tierra es menor de 10 ohmios. Además, en los cuadros parciales se pondrán diferenciales de 30 mA. El cuadro estará constituido de manera que impida el contacto con los elementos en tensión. De este cuadro saldrán los circuitos necesarios de suministro a los cuadros secundarios para alimentación a los diferentes medios auxiliares, estando todos ellos debidamente protegidos con diferencial e interruptores magnetotérmicos. Por último, del cuadro general saldrá un circuito para alimentación de los cuadros secundarios donde se conectarán las herramientas portátiles de los tajos. Estos cuadros serán de instalación móvil, según necesidades de obra y cumplirán las condiciones exigidas para instalaciones a la intemperie, estando colocados estratégicamente con el fin de disminuir en lo posible la longitud y el número de líneas. Las tomas de corriente y clavijas llevarán contacto de puesta a tierra de manera obligatoria.

Riesgos asociados:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Pisadas sobre objetos
- Golpes/Cortes con objetos o herramientas
- Contactos eléctricos

Medidas de prevención:

- Solamente el personal capacitado podrá operar en los equipos eléctricos, sean cuadros de maniobra, de puesta en marcha de motores, etc.
- Los trabajadores considerarán que todo conductor eléctrico, cable o cualquier parte de la instalación se encuentra conectado y en tensión. Antes de trabajar en ellos se comprobará la ausencia de voltaje con aparatos adecuados y se pondrán a tierra y en cortocircuito.
- El tramo aéreo entre el cuadro general de protección y los cuadros para máquinas será tensado con piezas especiales sobre apoyos; si los conductores no pueden soportar la tensión mecánica prevista, se emplearán cables fiadores con una resistencia de rotura de 800 kilogramos, fijando a estos el conductor con abrazaderas.
- Los conductores, en caso de ir por el suelo, no serán pisados ni se colocarán materiales sobre ellos; al atravesar zonas de paso estarán protegidos adecuadamente.
- El tendido de los cables y mangueras se efectuará a una altura mínima de 2 metros en los lugares peatonales y de 5 metros en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento, como norma general.
- Si es posible, no obstante, se enterrarán los cables eléctricos en los pasos de vehículos, señalizando el paso del cable mediante una cubierta permanente de tablonos. La profundidad mínima de la zanja será de 40 centímetros, y el cable ira además protegido en el interior de un tubo rígido.
- La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios se efectuará mediante manguera antihumedad.
- Los empalmes entre mangueras se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas.
- El trazado de las mangueras de suministro eléctrico no coincidirá con el de suministro provisional de agua a las plantas.
- Los cuadros eléctricos serán metálicos de tipo para intemperie, con puerta y cerrojo de seguridad (con llave), según norma UNE 20.324.
- Pese a ser de tipo intemperie, se protegerán del agua de lluvia mediante viseras eficaces como protección adicional.

- Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra y poseerán adherida sobre la puerta una señal normalizada de riesgo eléctrico.
- Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.
- Las cajas de interruptores poseerán adherida sobre su puerta una señal normalizada de riesgo eléctrico.
- Las cajas de interruptores serán colgadas, bien de los paramentos verticales, bien de pies derechos estables.
- Las tomas de corriente de los cuadros se efectuarán de los cuadros de distribución, mediante clavijas normalizadas blindadas y siempre que sea posible con enclavamiento.
- Los cuadros eléctricos se colgarán pendiente de tableros de madera recibidos a los paramentos verticales o bien a pies derechos firmes. Si es necesario que sean móviles deberán ser autoportantes.
- Cada toma de corriente suministrará energía eléctrica a un solo aparato, máquina o máquina-herramienta.
- La instalación de alumbrado general para las instalaciones provisionales de obra y de primeros auxilios y demás casetas, estará protegida por interruptores automáticos magnetotérmicos.
- Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.
- El neutro de la instalación estará puesto a tierra.
- La toma de tierra se efectuará a través de la pica o módulo de cada cuadro general.
- El hilo de toma de tierra siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe terminantemente utilizarlo para otros usos.
- La toma de tierra de las máquinas-herramientas que no estén dotadas de doble aislamiento, se efectuará mediante hilo neutro en combinación con el cuadro de distribución correspondiente y el cuadro general de obra.
- El punto de conexión de la pica estará protegido en el interior de una arqueta practicable.
- Las tomas de tierra de cuadros eléctricos generales distintos, serán independientes eléctricamente.

- El suministro eléctrico al fondo de una excavación se ejecutará por un lugar que no sea la rampa de acceso para vehículos o para el personal y nunca junto a escaleras de mano.
- Las mangueras eléctricas, en su camino ascendente a través de la escalera, estarán agrupadas y ancladas a elementos firmes en la vertical.
- En la instalación de alumbrado estarán separados los circuitos de valla, acceso a zonas de trabajo, escaleras, almacenes, etc.
- Los aparatos portátiles que sea necesario emplear serán estancos al agua y estarán convenientemente aislados.
- Las derivaciones de conexión a máquinas se realizarán con terminales de presión, disponiendo las mismas de mando de marcha y parada.
- Estas conexiones, al ser portátiles, no estarán sometidas a tracción mecánica que origine su rotura.
- Las lámparas para alumbrado general y sus accesorios se situarán a una distancia mínima de 2,5 metros del piso o suelo; las que se pueden alcanzar con facilidad estarán protegidas con una cubierta resistente.
- Existirá una señalización sencilla y clara a la vez, prohibiendo la entrada a personas no autorizadas a los locales donde esté instalado el equipo eléctrico, así como el manejo de aparatos eléctricos a personas no designadas para ello.
- Igualmente se darán instrucciones sobre las medidas a adoptar en caso de incendio o accidente de origen eléctrico.
- Se sustituirán inmediatamente las mangueras que presenten algún deterioro en la capa aislante de protección.

EPIS:

- Casco de seguridad para protección contra arco eléctrico
- Guantes de trabajo
- Guantes aislantes para baja tensión
- Botas de seguridad aislantes, con puntera y plantilla reforzada y suela antideslizante
- Ropa de protección para el mal tiempo

7.5. PLIEGO DE CONDICIONES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD

7.5.1 Legislación aplicable

Seguidamente, se facilita una relación no exhaustiva de la normativa vigente básica de seguridad y la de desarrollo de prevención de riesgos laborales, que aplica a los trabajos objeto del proyecto:

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- R.D. 171/2004, de 30 de Enero, por la que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- R.D. 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- RD 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de Julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- R.D. 39/1997 de 17 de enero por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- R.D. 1627/1997 de 24 de octubre por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ordenanza general de Seguridad e Higiene en el trabajo en los puntos no derogados (O.M. 09/03/1971)
- Orden de 28 de agosto de 1979 por la que se aprueba la Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica en los puntos no derogados.
- R.D. 485/1997 de 14 de abril Señalización de Seguridad y Salud en el trabajo.
- R.D. 486/1997 de 14 de abril Seguridad y Salud en los locales de trabajo.
- R.D. 487/1997 de 14 de abril Manipulación manual de cargas.

- R.D. 773/1997 de 30 de mayo Utilización de Equipos de Protección Individual.
- R.D. 1215/1997 de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- R.D. 1435/1992 de 27 de noviembre por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/932/CEE relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre máquinas (complementado por el R.D. 56/1995 y R.D. 1849/2000).
- R.D. 614/2001 de 8 de junio sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- R.D. 5/2000 de 4 de agosto por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley sobre Infracciones y Sanciones en el Orden Social.
- R.D. 2001/1983 sobre regulación de jornadas de trabajo especiales y descansos.
- R.D. 374/2001 de 6 de abril sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo
- R.D. 1254/1999 de 16 de julio por el que se aprueban las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- R.D. 1316/1989 de 27 de octubre sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo.
- R.D. 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debido a determinadas máquinas de uso al aire libre.
- Real Decreto 1504/1990 de 23 de noviembre modifica Reglamento de Aparatos a Presión (R.D. 1244/1979)
- Real Decreto 2486/1994 de 23 de diciembre modifica el R.D. 1495/1991 sobre recipientes a presión simples.
- Real Decreto 56/1995 por el que se modifica el R.D. 1435/1992 sobre máquinas.
- Real Decreto 159/1995 de 3 de febrero las modificaciones del R.D. 1435/1992 de aproximación de las legislaciones sobre los equipos de protección individual.
- Resolución de 10 de septiembre de 1998 que desarrolla el Reglamento de Aparatos de Elevación y Manutención.

- Resolución de 16 de junio de 1998 por el que se desarrolla el Reglamento de Aparatos a Presión.
- Orden de 29 de abril de 1999, modifica Orden de 6 de mayo de 1988 sobre requisitos y datos que deben reunir las comunicaciones de apertura previa o reanudación de actividades en los centros de trabajo.
- Resolución de 8 de abril de 1999 sobre delegación de Facultades en materia de Seguridad y salud en las obras de construcción. (Complementa al R.D. 1627/1997)
- Orden de 27 de julio de 1999 por la que se determinan las condiciones que deben reunir los extintores de incendios instalados en vehículos de transporte de personas o mercancías.
- Real Decreto 1849/2000 de 10 de noviembre por el que se derogan diferentes disposiciones en materia de normalización y homologación de Productos Industriales.
- Ley 19/2001 de 19 de diciembre de reforma del texto articulado de la Ley sobre Tráfico, Circulación de Vehículos a Motor y Seguridad Vial, aprobado por R.D. legislativo 339/1990.
- Real Decreto 222/2001 por el que se dictan las disposiciones de aplicación a la Directiva 1999/36/CE relativa a equipos a presión transportables.
- Real Decreto 379/2001 por el que se aprueba el reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus ITC's.
- Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Ley 33/2002 de 5 de julio de modificación del art. 28 del texto refundido de la Ley del estatuto de los trabajadores.
- Orden 06-06-2003, de la Consejería de Agricultura y Medio Ambiente, por la que se regulan las campañas de prevención de incendios forestales.

Todas aquellas Normas o Reglamentos en vigor durante la ejecución de las obras que pudieran no coincidir con las vigentes en la fecha de redacción de este Estudio de Seguridad.

7.5.2 Consideraciones de los equipos de protección colectiva

- Las diversas protecciones colectivas a utilizar en la obra tendrá una calidad adecuada a las prestaciones exigidas, debiendo garantizar su eficacia mediante certificado del fabricante o bien por cálculos y ensayos justificativos realizados al efecto.
- Las protecciones colectivas se ajustarán a lo dispuesto en las Disposiciones Legales y Reglamentos Vigentes.
- Todos los elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose al término del mismo.
- Si por cualquier circunstancia, sea desgaste, uso o deterioro por acción mecánica, un elemento de protección colectiva sufriera algún deterioro, se repondrá de inmediato, haciendo caso omiso de su periodo de vida útil.
- Los trabajadores serán debidamente instruidos respecto a la correcta utilización de los diferentes elementos de protección colectiva.
- Las protecciones colectivas estarán disponibles en obra para su oportuna utilización en las respectivas zonas donde puedan ser necesitadas.

7.5.3 Consideraciones de los equipos de protección individual

Los equipos de protección tanto individual como colectiva que se utilicen, deberán reunir los requisitos establecidos en las disposiciones legales o reglamentarias que les sean de aplicación y en particular relativos a su diseño, fabricación, uso y mantenimiento. Se especifica como condición expresa que todos los equipos de protección individual utilizables en esta obra cumplirán las siguientes condiciones generales:

- Tendrán la marca “CE”, según las normas de Equipos de Protección Individual.
- Su utilización se realizará cumpliendo con el contenido del Real Decreto 773/1.997, de 30 de mayo: Utilización de equipos de protección individual.
- Los equipos de protección individual que cumplan con la indicación expresada en el punto primero de este apartado, tienen autorizado su uso durante su periodo de vigencia.
- Todo equipo de protección individual en uso que este deteriorado o roto, será reemplazado de inmediato, quedando constancia en la oficina de obra del motivo

del cambio y el nombre de la empresa y de la persona que recibe el nuevo equipo de protección individual, con el fin de dar la máxima seriedad posible a la utilización de estas protecciones.

- Las variaciones de medición de los equipos de protección individual que puedan aparecer en cada plan de seguridad y salud que presenten los diversos contratistas, deberán justificarse técnicamente ante el Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra. Si la justificación no es aceptada, el plan no podrá ser aprobado.
- Se recuerda, que en aplicación de los Principios de Acción Preventiva de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, no puede ser sustituida una protección colectiva prevista en este Estudio de Seguridad y Salud por el uso de equipos de protección individual.

7.5.4 Equipos de seguridad de los medios auxiliares, máquinas y equipos

De acuerdo con el art. 41 de la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales, los contratistas obtendrán de los fabricantes y proveedores todas las especificaciones técnicas, normas y material impreso que incluyan las correspondientes características técnicas de toda la maquinaria, equipos, herramientas, dispositivos y equipos de protección personal a utilizar en las obras. La información facilitada por los fabricantes y proveedores deberá incluir:

- Instrucciones sobre los procedimientos para el funcionamiento y uso de máquinas, equipos, herramientas, dispositivos o equipos de protección individual.
- Procedimientos de mantenimiento y conservación de máquinas, equipos, herramientas, dispositivos o equipos de protección individual.
- Los contratistas mantendrán en todo momento en la base de operaciones de su zona de obras copias de los manuales y especificaciones impresas (en adelante, la información técnica) especificadas en el párrafo anterior.
- Todos los empleados de los contratistas recibirán información y formación sobre el contenido de los manuales técnicos pertinentes al trabajo que realizan.

- Cada contratista facilitará a todos sus empleados el equipo de protección seguridad y salud mínimo recogido en las normas que anteceden. Asimismo, deberá mantener copias de dichas normas en la base de operaciones de la obra.
- El Encargado de la obra será el responsable de la recepción de la maquinaria y medios auxiliares, comprobando a su llegada a obra el buen estado de los mismos, con todos sus componentes y de acuerdo con lo solicitado, verificando además que cumple la legislación vigente en materia de seguridad y salud que le afecte.
- Se prohíbe el montaje de los medios auxiliares, máquinas y equipos, de forma parcial; es decir, omitiendo el uso de alguno o varios de los componentes con los que se comercializan para su función.
- El uso, montaje y conservación de los medios auxiliares, máquinas y equipos, se hará siguiendo estrictamente las condiciones de montaje y utilización segura, contenidas en el manual de uso editado por su fabricante.
- Todos los medios auxiliares, máquinas y equipos a utilizar en esta obra, tendrán incorporados sus propios dispositivos de seguridad exigibles por aplicación de la legislación vigente. Se prohíbe expresamente la introducción en el recinto de la obra, de medios auxiliares, máquinas y equipos que no cumplan la condición anterior.
- Si el mercado de los medios auxiliares, máquinas y equipos, ofrece productos con la marca “CE”, cada contratista adjudicatario, en el momento de efectuar el estudio para presentación de la oferta de ejecución de la obra, debe tenerlos presentes e intentar incluirlos, porque son por sí mismos, más seguros que los que no la poseen.

7.6. PLAN DE SEGURIDAD

7.6.1 Formación en seguridad

Cada contratista adjudicatario está legalmente obligado a formar en un método de trabajo correcto y seguro a todo el personal a su cargo, de tal forma que los trabajadores que realicen trabajos en las obras deberán tener conocimiento de los riesgos propios de su actividad laboral, así como de las conductas a observar en determinadas maniobras, del uso correcto de las protecciones colectivas y de los equipos de protección individual necesarios. Asimismo, todos los trabajadores deberán conocer y estar informados sobre el Plan de Seguridad y Salud específico de la obra, como paso previo a su incorporación al trabajo. El

adjudicatario acreditará que el personal que aporte, posee la formación, la experiencia y el nivel profesional adecuado a los trabajos a realizar. Esta acreditación se indicará especialmente y de forma diferenciada con respecto al resto de los trabajadores, para los trabajadores autorizados y cualificados según criterios del R.D. 614/2001. Los trabajos que se realicen en tensión y en lugares donde la comunicación sea difícil, por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes, al menos, dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios, según criterios del R.D. 614/2001.

7.6.2 Acciones a seguir en caso de accidente laboral

Cuando un trabajador de una Empresa contratada conozca la existencia de un accidente, procurará el auxilio inmediato que esté a su alcance y lo comunicará, a la mayor brevedad posible: -A la asistencia médica más cercana. -Al Jefe de obra del contratista y/o a la Dirección Facultativa. El Jefe de obra tomará las medidas a su alcance para evitar daños mayores a las personas e instalaciones. Los accidentes serán notificados a la autoridad laboral en los plazos y términos requeridos por las normas oficiales. Cada contratista adjudicatario, en cumplimiento del Anexo IV, punto 14, del R.D. 1.627/1.997, tendrá en cuenta los siguientes principios sobre primeros auxilios:

- El accidentado es lo primero. Se le atenderá de inmediato con el fin de evitar el agravamiento o progresión de las lesiones.
- En caso de caídas a distinto nivel y de accidentes de carácter eléctrico, se supondrá siempre, que pueden existir lesiones graves y en consecuencia, se extremarán las precauciones de atención primaria en la obra, aplicando las técnicas especiales para la inmovilización del accidentado hasta la llegada de la ambulancia y de reanimación en el caso de accidente eléctrico.
- En caso de gravedad manifiesta, se evacuará al herido en camilla y ambulancia. Se evitarán en lo posible, según el buen criterio de las personas que atiendan primariamente al accidentado, la utilización de los transportes particulares, por lo que implican de riesgo e incomodidad para el accidentado.

- Cada contratista adjudicatario comunicará, a través del Plan de seguridad y Salud que elabore, el nombre y dirección del centro asistencial más próximo previsto para la asistencia sanitaria de los accidentados.
- Cada contratista adjudicatario instalará carteles informativos en la obra que suministren a los trabajadores y resto de personas participantes en la obra, la información necesaria para conocer el centro asistencial, su dirección, teléfonos de contacto, mutua de accidentes concertada, etc.

En caso que se produzca un accidente en la obra, el responsable del contratista al que pertenezca el trabajador accidentado (contrata y/o subcontrata) está obligado a realizar las acciones y comunicaciones que se recogen en el cuadro siguiente:

- Accidentes de tipo leve:
 - Al coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra: de todos y cada uno de ellos, con el fin de investigar sus causas y adoptar las correcciones oportunas (si no fuera necesaria la designación de coordinador se comunicará a la dirección facultativa).
 - A la mutua de accidentes de trabajo.
- Accidentes de tipo grave, muy grave, mortales o que afecten a más de 4 trabajadores:
 - Al coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra:
De todos y cada uno de ellos, con el fin de investigar sus causas y adoptar las correcciones oportunas (si no fuera necesaria la designación de coordinador se comunicará a la dirección facultativa).
 - A la autoridad laboral en el plazo de 24 horas. Esta comunicación se realizará a través de telegrama u otro medio análogo, con especificación de los siguientes datos: razón social, domicilio y teléfono de empresa, nombre del trabajador accidentado, dirección del lugar del accidente y breve descripción del mismo.

7.6.3 Seguridad de la obra

Presencia de recursos preventivos en obra

Se aplicará por parte de cada contratista lo establecido en el artículo séptimo “Coordinación de actividades empresariales en las obras de construcción” de la Ley 54/2003 de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales. Según dicho artículo se establece que:

- Lo dispuesto en el art. 32 bis de la Ley de Prevención de Riesgos laborales es aplicable a las obras de construcción del presente proyecto, ya que para dichas obras aplica el R.D. 1627/1997. Por tanto, la preceptiva presencia de recursos preventivos se aplicará a cada contratista.
- La presencia de los recursos preventivos de cada contratista será necesaria cuando, durante la obra, se desarrollen trabajos con riesgos especiales según se definen en el R.D. 1627/1997.
- La preceptiva presencia de recursos preventivos tendrá como objeto vigilar el cumplimiento de lo incluido en el correspondiente Plan de Seguridad y Salud del contratista y comprobar la eficacia de las medidas incluidas en este.
- Se consideran recursos preventivos, a los que el contratista podrá asignar la presencia, los siguientes:
 - Uno o varios trabajadores designados de la empresa
 - Uno o varios miembros del servicio de prevención propio de la empresa
 - Uno o varios miembros del o los servicios de prevención ajenos concertados por la empresa
- El contratista podrá asignar la presencia de forma expresa a uno o varios trabajadores de la empresa que reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesarios en las actividades o procesos a realizar por la empresa en el emplazamiento y cuenten con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones del nivel básico. En este supuesto, tales trabajadores deberán mantener la necesaria colaboración con los recursos preventivos del contratista.
- Los recursos preventivos deberán tener la capacidad suficiente, disponer de los medios necesarios y ser suficientes en número para vigilar el cumplimiento de las

actividades preventivas, debiendo permanecer en el centro de trabajo durante el tiempo en que se mantenga la situación que determine su presencia (periodo de ejecución de los trabajos considerados como riesgo especial).

7.6.4 Plan de seguridad y salud

En aplicación del presente Estudio de Seguridad y Salud, cada contratista que intervenga en la obra, elaborará su correspondiente Plan de Seguridad y Salud, en el cual analizará y desarrollará las previsiones contenidas en el mismo en función de su propio sistema de ejecución de la obra. El contratista incluirá en su Plan de Seguridad las propuestas y medidas alternativas de prevención que considere oportunas, indicando la correspondiente justificación técnica, si bien, no podrá implicar disminución de los niveles de protección previstos en el Estudio de Seguridad y Salud. El Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista, deberá ser aprobado, previamente al inicio de los trabajos, por el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución. Podrá ser modificado en función del proceso de ejecución de la obra, evolución de los trabajos o bien de las posibles incidencias que pudieran surgir durante el desarrollo de los trabajos. La modificación realizada deberá ser aprobada por el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución. Constituirá el elemento básico para identificar y evaluar los riesgos, de manera que permita planificar una acción preventiva. Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como aquellas personas con responsabilidades en materia de prevención de riesgos laborales, representantes de los trabajadores, etc..., podrán presentar por escrito y de forma razonada las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. A tal efecto, el Plan de Seguridad y Salud estará en la obra a disposición permanente de los mismos.

7.6.5 Coordinador de seguridad y salud

Cuando en la ejecución de la obra intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor antes del inicio de los trabajos o tan pronto como se constate dicha circunstancia, designará a un Coordinador de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, que podrá recaer en la misma persona que redacte el Proyecto. El Coordinador de seguridad y salud durante la ejecución de la obra deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad:

- Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultáneamente o sucesivamente.
- Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra.
- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo. La Dirección Facultativa asumirá esta función cuando no sea necesaria la designación de coordinador.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales prevista en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La Dirección Facultativa asumirá esta función cuando no sea necesaria la designación de coordinador.

7.7. REFERENCIAS

[16] Estudio básico de seguridad y salud

[17] Apuntes de la asignatura “Proyectos y Medio Ambiente”

[18] Manual de seguridad de Isastur.

[19] Cimentaciones. Riesgos y Medidas Preventivas.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Sistema energético español. Coste de la energía eléctrica y posibles escenarios – Francisco Javier Balbás

[2] Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia

Recuperado de: <https://www.revistaespacios.com/a18v39n34/a18v39n34p10.pdf>

[3] Energía y Telecomunicaciones Tema 6.1. Energías renovables (I) Introducción

Recuperado de <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/193/course/section/97/EyT-Apuntes-1718%20-%20CH1%20-%20INTRO.pdf>

[4] Introducción a la Energía Fotovoltaica – Daniel Barbera Santos

Recuperado de:

<http://biling.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCI%C3%93N+A+LA+ENERG%C3%8DA+FOTOVOLTAICA%252FIntroducci%C3%B3n+a+la+Energ%C3%ADa+Fotovoltaica.pdf>

[5] La energía solar como energía eléctrica

Recuperado de: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/electricidad-como-se-produce-3-solar>

[6] La explicación de Einstein del efecto fotoeléctrico

Recuperado de: <https://culturacientifica.com/2019/07/02/la-explicacion-de-einstein-del-efecto-fotoelectronico/>

[7] La incompatibilidad del efecto fotoeléctrico con la física clásica

Recuperado de: <https://culturacientifica.com/2019/06/25/la-incompatibilidad-del-efecto-fotoelectronico-con-la-fisica-clasica/>

[8] ¿Cómo funcionan las células fotovoltaicas?

Recuperado de: <https://www.iluminet.com/funcionamiento-paneles-fotovoltaicos-energia-solar/#:~:text=Una%20célula%20fotovoltaica%20es%20un,usar%20en%20una%20corriente%20el%C3%A9ctrica.>

[9] Componentes de una instalación fotovoltaica

Recuperado de: <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes>

<file:///C:/Users/Antonio/Desktop/Memoria%202021/Universidad/6TFG/Apuntes/1.%20Apuntes%20EyT%20Solar%202021.pdf>

[10] ¿Qué inversor elegir para tu instalación de módulos solares?

Recuperado de: <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/inversor-solar>

[11] ¿Cuál es la mejor dirección para orientar los paneles solares?

Recuperado de: [https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/inclinacion-y-orientacion#:~:text=La%20orientaci%C3%B3n%20id%C3%B3nea%20para%20dirigir,%C3%A1ngulo%20azimutal%20de%20180%20%C2%BA\).&text=Al%20orientar%20los%20paneles%20hacia,se%20obtiene%20la%20m%C3%A1xima%20eficacia](https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/inclinacion-y-orientacion#:~:text=La%20orientaci%C3%B3n%20id%C3%B3nea%20para%20dirigir,%C3%A1ngulo%20azimutal%20de%20180%20%C2%BA).&text=Al%20orientar%20los%20paneles%20hacia,se%20obtiene%20la%20m%C3%A1xima%20eficacia)

[12] Apuntes de “Energías renovables”. Jesús Mirapeix.

[13] ¿Qué cable es el adecuado para las instalaciones solares?

Recuperado de : <https://autosolar.es/blog/energia-solar-fotovoltaica/que-cable-es-el-adecuado-para-las-instalaciones-solares>

[14] Proyecto: Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el centro de astronomía de La Palma del instituto astrofísico de Canatias, Breña Baja, La Palma

[15] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

Recuperado de: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

[16] Estudio básico de seguridad y salud

Recuperado de: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/11887/fichero/08.Seguridad+y+Salud.pdf>

[17] Apuntes de la asignatura “Proyectos y Medio Ambiente”

[18] Manual de seguridad de Isastur.

Recuperado de: https://www.isastur.com/external/seguridad/data/es/2/2_6_1.htm [19]

Cimentaciones. Riesgos y Medidas Preventivas. Recuperado de: https://www.construmatica.com/construpedia/Cimentaciones._Riesgos_y_Medidas_Preventivas

Fdo: Antonio González Crespo
Cabezón de la Sal, a 24 de junio de 2021

